SUMMARY OF THE ENVIRONMENTAL IMPACT STATEMENT (EIA REPORT)

for the

Irving Oil Limited
Liquefied Natural Gas (LNG)
Marine Terminal and Multi-Purpose Pier Project

May 2004

Summary prepared by:

Department of the Environment and Local Government

New Nouveau Brunswick

Environment and Local Government

Table of Contents

1. INTRODUCTION 4

2. PROJECT DESCRIPTION
   a) Project Rationale 4
   b) Analysis of Alternatives 5
   c) Description of Facilities 7
   d) Construction and Commissioning 10
   e) Operation 13
   f) Decommissioning and Abandonment 15
   g) Accidents, Malfunctions and Unplanned Events 15
   h) Environmental Management 16

3. DESCRIPTION OF THE EXISTING ENVIRONMENT
   a) Physical Land Environment 19
   b) Biological Environment 20
   c) Marine Environment 20
   d) Rare and Endangered Species and Their Habitats 21
   e) Socio-economic Environment 21

4. ENVIRONMENTAL EFFECTS ANALYSIS
   a) Atmospheric Environment 23
   b) Groundwater 25
   c) Marine Environment 27
   d) Freshwater Fish and Fish Habitat 30
   e) Terrestrial and Wetland Environment 32
   f) Migratory Birds 34
   g) Commercial Fisheries 35
   h) Health and Safety 37
   i) Land Use 39
   j) Archaeological and Heritage Resources 40
   k) Aboriginal Land and Resource Use 42
   l) Road Transportation Network 43
   m) Labour and Economy 44
   n) Vessel Navigation 45
   o) Effects of Environment on Project 47

5. CONCLUSION 48

6. OPPORTUNITIES FOR PUBLIC COMMENT 49

7. CONTACT INFORMATION 49

List of Acronyms

ACCDC – Atlantic Canadian Conservation Data Center

APA – Atlantic Pilotage Authority

BOG – Boil-off Gas

CCME – Canadian Council of Ministers of the Environment

CEAA – Canadian Environmental Assessment Act

CEPA – Canadian Environmental Protection Act

COSEWIC – Committee on the Status of Endangered Wildlife in Canada

CSA – Canadian Standards Association

CSA Z276-01 – CSA Liquefied Natural Gas (LNG) – Production, Storage, and Handling

DFO – Department of Fisheries and Oceans

EIA – Environmental Impact Assessment

EIS – Environmental Impact Statement

EPP – Environmental Protection Plan

ESA – Environmentally Significant Areas

GDCWQ – Guidelines for Canadian Drinking Water Quality

HADD – Harmful Alteration, Disruption or Destruction

HazOp – Hazard and Operability Analysis

HES – Health, Environment, and Safety Management System

LNG – Liquefied Natural Gas

MCTS – Marine Communications and Traffic Services

MMSCFD – Million Standard Cubic Feet per Day

NAPS – National Air Pollution Surveillance Network

NBDELG – New Brunswick Department of Environment and Local Government

ORV – Open Rack Vaporizer

Orimulsion® - – a trademark name for emulsified bitumen

PM – Particular Matter

RoW – Right of Way

SCV – Submerged Combustion Vaporizer

UPS – Uninterruptible Power Supply

VEC – Valued Environmental Component

1. INTRODUCTION

Irving Oil Limited proposes to develop a Liquefied Natural Gas (LNG) Marine Terminal and Pier at the Irving Canaport facility near Saint John.

The Project facilities would receive and store LNG that is unloaded from tankers, and regassify the LNG into natural gas for delivery to a pipeline. The terminal would be expected to operate continuously, with a design capacity of 28.3 million cubic meters (1,000 MMSCFD) of natural gas per day. The pier would also serve to unload emulsified bitumen (referred to as Orimulsion® in the EIS) from tankers and deliver it to storage tanks at the Canaport facility.

An Environmental Impact Assessment Report/Comprehensive Study Report, which is being referred to as an Environmental Impact Statement (EIS) has been completed by Jacques Whitford Environmental Limited, with the assistance of several other firms under the management of Fundy Engineering and Consulting Limited on behalf of Irving Oil Ltd. The report describes in detail the proposed Project and alternatives considered in developing it. It reviews the existing environment at the proposed site of the Project, assesses the significance of potential environmental effects should the Project proceed, and proposes mitigative measures and follow-up monitoring programs.

The EIS was prepared to meet the requirements of the New Brunswick Clean Environment Act *Environmental Impact Assessment Regulation* (87-83) and the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA). This summary has been prepared by the Department of Environment and Local Government to assist the public in becoming familiar with the Project and the information contained in the report.

2. PROJECT DESCRIPTION

a) Project Rationale

Liquefied natural gas (LNG) is natural gas that has been cooled to the point that it condenses to a liquid. This reduces its volume by approximately 600 times, making natural gas available by tanker.

LNG technology allows natural gas to be stored for use during high-demand periods in regions where underground storage facilities are lacking, such as the northeastern United States. Currently there are at least 113 active LNG facilities in the United States, including four marine import terminals. Worldwide there are 39 import terminals and 16 export terminals that handle LNG. Approximately 55 local utilities in the United States own and operate LNG plants as part of their distribution networks.

The report states that the Project is being considered in direct response to the Province of New Brunswick's interest in securing a reliable supply of natural gas. Natural gas from the Project would be destined for the Irving Refinery, to meet local demand, and to meet demand along the existing pipeline corridor.

The Canaport facility offers an existing location with proven capabilities of delivering large quantities of hydrocarbon into southern New Brunswick. It is the closest deep-water facility to the northeast United States. Diversity of both the source of LNG and the means of delivery into downstream markets would increase the reliability of natural gas supply in North America, should the facility be connected with an existing natural gas distribution network.

b) Analysis of Alternatives

Site Selection

The preferred site is near the existing Canaport facility in Saint John. Four sites within 30 km of industrial east Saint John were analyzed to determine if they were technically and economically feasible. Courtenay Bay, Saint John Harbour, and Lorneville sites were rejected primarily because of LNG tanker draft constraints, sufficient area to manoeuvre ships, and/or insufficient acreage available for the on-land facilities.

The Canaport site has adequate draft for the LNG tankers that the pier would be designed to accommodate, and suitable adjacent land is available for construction of the LNG facility. The site is zoned for industrial use and somewhat removed from the City of Saint John, with an existing pipeline Right of Way (RoW) that would partially meet Project requirements. Spill response capability exists, and shipping lanes are established and understood.

The proposed configuration of storage tanks was selected based primarily on the Canadian Standards Association (CSA) thermal exclusion zone requirements from adjacent land uses (CSA Z276-01). The layout optimizes the efficiency of piping arrangements and supporting equipment, considers the best use of existing topography, and minimizes adverse effects to the existing environment.

Route Selection

Two alternatives were considered for the 9-km natural gas pipeline route. Both routes parallel the existing electrical transmission line RoW and the proposed Orimulsion® pipeline RoW for most of their length. One route departs from the RoW near Red Head Marsh. The preferred route, which provides more direct access to the Refinery, departs at Grandview Avenue.

The Orimulsion® and natural gas pipelines will be placed in a common RoW along the length of their common route. The RoW for the proposed Orimulsion® pipeline was assessed in the Coleson Cove Generating Station Refurbishment Project environmental impact assessment (EIA) and was determined to be environmentally acceptable.

No new access roads are being proposed.

Alternative Means of Carrying Out the Project

The major processes for delivering natural gas from the facility are: transporting the LNG to the terminal; unloading the LNG; storing the LNG in tanks; and regassification of the LNG into natural gas.

LNG Tanker Options

LNG would be delivered to the terminal by ocean-going tankers that are double-hulled and insulated to prevent leakage or rupture in an accident. The LNG would be stored in a special containment system within the inner hull, where it is kept near atmospheric pressure and -161°C. Two basic tanker types are available: those with independent tanks and those with membrane tanks. Only those LNG tankers certified by the International Association of Classification Societies in a manner consistent with Transport Canada's certification and inspection requirements would be accepted at the terminal.

Tanker Unloading

Two options were considered for unloading LNG and Orimulsion® from tankers: a monobuoy or a receiving pier.

A monobuoy is a floating offshore facility anchored to the sea floor, from which a submerged pipeline delivers the product to an on-shore terminal. The Canaport facility currently operates a monobuoy for unloading crude oil from tankers, but this cannot handle LNG or Orimulsion®.

The preferred option is a receiving pier consisting of an offshore unloading terminal and a trestle/bridge structure that connects the pier to shore. The LNG is unloaded from the tanker by unloading arms fixed to the pier. A pipeline supported by the trestle delivers the LNG to storage tanks on land.

Two pier designs were considered for the Project. One pier alternative would require drilling/blasting and dredging to achieve the required draft, along with the marine disposal of dredged material. The preferred pier alternative would extend further from shore, to a depth of water where adequate tanker draft already exists, minimizing the amount of dredging required.

LNG Tank Options

LNG storage tanks may be of steel or concrete construction, and are classified by the industry into three principle types: single containment, double containment, and full containment.

The single containment tank is the most common type in the Americas. It normally has a stainless steel inner tank. A carbon steel or reinforced concrete outer shell is intended primarily to retain insulation and to contain the purge gas (product vapour) pressure, but is not designed to contain refrigerated liquid in the event of leakage from the inner tank. The tank is surrounded by a dyke impoundment that is sized to accommodate at least 100% of the tank's volume.

The main advantage of double and full containment tanks are that the thermal exclusion zone distances are minimized, so they can be used where space is limited. The Project site has enough space that a full capacity impoundment area could be constructed for each storage tank, providing the same degree of containment at a reduced cost. Therefore, the single containment tank is the preferred option.

Irving is investigating the use of reinforced concrete for outer tank construction.

Regassification

The regassification process uses pressure and heat to vapourize the stored LNG into natural gas. Five alternatives were initially considered:

- Open rack vapourizer (ORV)
- Submerged combustion vapourizer (SCV);
- Intermediate fluid vapourizers (warm/hot water/glycol case);
- Seawater heating added to the water/glycol heaters with shell and tube vapourizers;
- Other heating sources, such as using wastewater effluent from a treatment plant, or recovering waste heat from an existing industrial facility.

Using supplemental heat from seawater, or from a wastewater treatment plant, a power plant or other industrial facility, if available, is economically attractive as the operating costs are dramatically reduced. However, capital cost is substantially increased. Although seawater is readily available, the cool ambient temperatures of the Bay of Fundy make this option impractical. Both the hot water/glycol system and SCV have relatively low capital costs, but high operating costs. The SCV is somewhat more fuel-efficient with lower operating utility costs; therefore, the SCV is the preferred option.

Alternative Dispersion Models

In siting the LNG facility, provisions were made for an exclusion zone to take into account the effects of a fire resulting from an accident, malfunction, or unplanned event, pursuant to CSAZ276-01. The report describes the established methodology and applicable Codes used in modelling thermal and vapour dispersion, the scenarios considered for this Project, and the exclusion zones established by modelling.

c) Description of Facilities

The Project would consist of a multi-purpose pier and an LNG facility containing a process area, storage tank/containment areas, and a natural gas pipeline. An Orimulsion® pipeline to the Orimulsion® tanks at the Canaport facility would also be constructed and operated.

The main processes are: unloading LNG from LNG tankers, unloading Orimulsion® from Orimulsion® tankers, LNG storage, LNG vapourization and natural gas send-out, and Orimulsion® transfer to Orimulsion® tanks.

The facility would be designed to operate continuously. It would have a send-out capacity of 28.3 million cubic metres per day (1,000 MMSCFD) of natural gas at a pressure of approximately 8,273 kPa. The pier can accommodate tankers up to 200,000 m^3 in capacity and would also serve to unload Orimulsion® from tankers.

LNG and Natural Gas Characteristics

LNG is odourless, colourless, non-corrosive, and non-toxic. Release of the cryogenic or low-temperature liquid can expose facility personnel to oxygen deficiency, freezing injuries, fire hazards, and flammable air-gas mixtures. Lighter than air, the natural gas vapourized from LNG

will quickly dissipate in the open air. However, a build-up of flammable vapour in an unventilated confined space can cause asphyxiation and increase the risk of ignition.

The report outlines the primary Canadian and American Codes as well as the secondary American Codes to which the Project's design and construction would conform as applicable. In addition, Irving uses HazOp (Hazard and Operability Analysis) throughout the design process: a system routinely used in the petroleum industry to identify and resolve potential safety hazards and operability problems.

Pier and Unloading Facilities

The proposed pier includes environmental design features such as quick disconnect unloading arms, and catch basins. A jacket-pile-deck structure would be used, with a tubular steel jacket or frame; steel piles are inserted through guides at the outer corners and driven/drilled into bedrock to anchor the jacket. Pile extensions extend above the jacket legs. The deck is largely prefabricated, then lifted onto the pile extensions and welded in place to complete the pier.

The unloading facilities would consist of LNG and Orimulsion® unloading arms, a loading dock, berthing and mooring dolphins, tug boat berths, access road and pipe trestles, personnel bridges and pipeways, navigational aids, and fire protection systems. The report describes the structure of each of these components and their function in general terms.

Only one product, LNG or Orimulsion®, would be off-loaded at one time at the pier. All off-loading piping is above ground for both products, from the pier to the respective storage tanks.

LNG Storage Facilities

Storage facilities would include three 160,000m^3 single containment storage tanks, each consisting of a stainless steel inner tank and an outer tank of carbon steel or concrete. The tanks are insulated with perlite between the tank shells, cellular glass block and felt material between the bottoms, and a fibreglass blanket on a suspended deck above.

Tanks would have a design pressure of 17.2 kPa and pressure would be maintained at approximately 13.8 kPa during filling operations, using a system of boil-off gas (BOG) compressors and vapour return blowers. Overpressure protection is provided by an atmospheric venting system at the top of each tank.

The tank design would allow for both top and bottom filling to prevent rollover, and a temperature/density probe would be located in each tank to detect LNG stratification. Automatic continuous level measurement would be provided for the tanks, which are fitted with internal tank shut-off valves on the bottom outlet nozzles.

Containment would be provided by an impound area surrounding each LNG storage tank, sized to accommodate 110% (see LNG tank options above) of the gross capacity of each storage tank. Depending on site conditions, the impoundment area may be constructed using the natural bedrock, supplemented with concrete. A sump in a corner of each area would capture and control the flow of any runoff.

Regassification Facilities

The regassification facilities consist of a submerged combustion vapourizer (SCV) and a boil-off gas (BOG)/vapour handling unit. The report explains the operation of these systems, including vapour-handling procedures in the event of a power failure.

Fire Protection

The fire water system would use seawater drawn from the Bay of Fundy, and would consist of pumps, piping and hydrant/monitors. Two seawater pumps would be installed at the pier, one driven by an electric motor and the other by a diesel engine. Fire hydrants and monitors would be located at the pier, and all plant buildings would have at least one fire hydrant within 30 m. In addition, the pier and SCV areas would be provided with large dry chemical extinguishing systems. Four 70 kg wheeled extinguishers using potassium bicarbonate (Purple-K) would be located in the pier head and the process area. Three types of portable hand-held fire extinguishers would be located through the facility, based on the type of fire most likely to occur in each area.

Natural Gas Pipeline

The natural gas pipeline would extend approximately 9 km from the LNG facility to the Refinery. Design criteria and materials specifications for the pipeline are provided in the report. The pipelines would be protected against corrosion by an extruded polyethylene coating and equipped with line-break detection and block valve equipment.

Orimulsion® Pipeline to Orimulsion® Storage Tanks

The new onshore Orimulsion® facilities will be designed, constructed and operated in compliance with provincial regulations. The pipeline from the pier to the Orimulsion® tanks will be designed to the applicable CSA codes and will include flow/pressure monitoring systems for spill management, all in compliance with the applicable Oil and Gas Pipeline Systems code.

Electrical Power Generation

Electrical power to the Project would be supplied from the existing utility power grid system at 13.8 kV. The report provides details of the power distribution system within the facility, including provisions for transformer failure, critical/emergency load support and standby generator, and uninterruptible power supply (UPS) for essential equipment.

A plant grounding system, interconnected with the LNG tank grounding system, would protect personnel and electrical equipment against fault currents, lightning strikes and other power surges. A corrosion-resistant raceway system, including cable trays, conduits, duct bank, manholes and wire ways as required by the final design, would support electrical cables routed throughout the plant.

Outdoor area lighting would use high-pressure sodium fixtures suitable for a marine and hazardous environment, where applicable. Batteries would power the emergency egress lighting. Tanks and elevated structures would be fitted with warning lights to comply with air and safety regulations.

Potable and Freshwater Water Supply

It is estimated that a maximum of five persons would be at site during each shift. The estimated water consumption is 250 L/person/day, to be obtained from an on-site potable well.

Water would be obtained off-site to initially fill the SCV. Once in operation, exhaust gases from the vapourizer burner would produce water to maintain the required level. Make-up water would be needed only if the SCV were to be shut down and drained for maintenance. Water obtained off-site would also be required to initially fill the closed loop water/glycol cooling system, and for occasional make-up in that system.

Ancillary Facilities

The report describes the following ancillary facilities to be erected at the facility:

- main control room and electrical building, also housing the general support facilities area
- warehouse and maintenance building;
- boil-off gas /cryogenic compressor building
- guard house and customs house installed at the pier to house required control stations

d) Construction and Commissioning

The report provides a 42-month histogram predicting the number of employees required for major elements of the Project: from 2 to 250, depending on the phase of construction. The construction and commissioning would result in 551 man years of employment. An anticipated equipment list is also supplied.

The majority of the work would be accomplished within a schedule of 12-hour shifts, Monday through Saturday. A second shift would be planned for tasks such as non-destructive testing on the LNG tanks and equipment maintenance, to minimize interruption to the construction schedule. Some very specific activities would require continuous shifts. A more precise work schedule would be developed as engineering design is completed.

Marine Facilities/Activities

The offshore structures would be fabricated off-site and transported by barge for assembly and installation. The pier would extend approximately 300 m from shore to water depths exceeding 25 m, to minimize dredging. In order to install the jacket structures, approximately 25,000 to 30,000 m^3 of unconsolidated seabed material would be swept/side cast over an area of approximately 9,375 m^2. A similar volume of bedding materials (approximately 500 m^3 /pile) may be required, depending on the stability of the seabed. The total volume of drill cuttings would be approximately 1,000 m^3 (approximately 20 m^3 /pile).

Blasting would be required for the road down to the trestle and for the landfall of the trestle, the amount to depend on the final elevation and slope of the trestle. No blasting is expected to be required below the water line or within the inter-tidal zone.

Salt water intake would be required for the fire suppression system. A 30-cm intake pipe located at the pier would provide salt water for the fire system, with appropriate fish screen structures installed.

There would be relatively few marine vessel trips during construction, compared to existing marine traffic. Heavier, larger volume materials may be delivered by barge. Deliveries of other equipment by sea would be maximized to reduce the use of Red Head Road.

Land Facilities/Activities

LNG Unloading

The unloading equipment, consisting of five off-loading arms, one vapour return arm and supplementary equipment, would be constructed at the pier at the same time as the land-based process area was under construction. The construction method for the unloading area would be similar to that for the regassification area.

LNG Storage Tanks

Construction of the steel single containment LNG storage tanks is carried out in ten stages, detailed in the report, which can be summarized as follows:

- The outer tank steel wall and steel roof are erected concurrently, and then the steel roof is raised to its final position.
- The stainless steel inner tank work is done after air raising of the steel roof. This work is performed in a protected controlled environment.
- The cellular block insulation would be installed in a dry environment. Installation takes place after the steel roof is raised to provide the required weather protection.

Hydrostatic testing of the LNG tanks would require approximately 94,000 m^3 of water and the use of seawater is proposed which has been successfully tested. This water will not be treated with chemicals or additives. Natural oxidation may cause elevated levels of iron that are not expected to exceed CCME guidelines. Water will be tested and treated as required prior to discharge.

The suitability of the outer tank wall to be made of concrete is being investigated. If determined acceptable for use, these would follow a similar construction process and have an inspection/testing sequence similar to the steel outer tank wall.

Regassification

Regassification equipment consists of the LNG process system equipment, pipe and mechanical systems and supporting structures.

After the LNG tank foundations have been completed, foundations that support the large process machinery would be constructed. As the larger foundations are completed, smaller equipment and pipe rack foundations would be installed.

As portions of the process systems pipe work are completed, the pipe would be hydrostatically tested using potable water obtained from the Loch Lomond Reservoir using the Refinery water line.

Pipeline

The Orimulsion® and natural gas pipelines will be placed in a common RoW along the length of their common route. It runs adjacent to an existing transmission line that extends from the property boundary to Red Head Marsh, where it turns east through the industrial park. This RoW would be 50 to 60 m wide, and where its route diverges from the transmission line a new 30 m wide RoW will be obtained (assuming 18 m for the LNG and 12 m for the Orimulsion® RoW, for the purposes of this assessment).

Commissioning

A Commissioning Manual would provide detailed procedures for commissioning the utilities, for purging the tanks and pipelines, for the storage tank and unloading line cool-down, and for the start-up of the send-out system.

Land-Based Vehicle Traffic

Traffic related to construction and commissioning would include heavy equipment, light trucks, and passenger vehicles. Estimated volumes of traffic (average trips per month, by vehicle type and Project component) are provided in the report. The route would be Red Head Road and connecting roads. To minimize Project-related traffic on Red Head Road, the rate of equipment and materials delivery would be spread out over the Construction phase.

Transportation, Storage, Handling and Use of Hazardous Material

A variety of fuels and potentially hazardous materials would be used during this Project. Gasoline, diesel fuel, propane, grease, motor oil, and hydraulic fluids would all be needed for heavy equipment. Other potentially hazardous materials which would be used routinely include acetylene, oxygen and other compressed gases, form oil, paints, epoxies, concrete additives, glycol/methanol, cleaner and solvents.

All material of this nature would be inventoried and monitored during the various phases of the project. Each point source would be evaluated for its risk to the environment, its potential flow path if spilled, secondary containment features, the proposed action to contain or control the spill, and current or recommended measures for reducing the risk of release to the environment.

Site inspections, good housekeeping, and maintenance of equipment and systems would reduce the potential for leaks or spills. Handling of all hazardous materials would be in compliance with the Transportation of Dangerous Goods Act. The Project would have an oil and hazardous materials contingency plan and appropriate emergency spill equipment on site. All Construction Supervisors would be made familiar with these plans.

Emissions and Waste

The marine vessels, vehicles and motorized equipment used in construction of this Project would result in emissions of particulate matter (PM), nitrogen oxides (NOx), carbon monoxide (CO), sulphur dioxide (SO_2) and carbon dioxide (CO_2) as part of their normal operating conditions. Dust would also be generated through routine construction activities and materials handling. (Refer to Environmental Affects Analysis Section on page 23)

The potential sources of noise during construction would be truck traffic at site and on the Red Head Road, on-site equipment, and blasting to achieve grade requirements.

A variety of liquid wastes would be generated during construction, including oils and lubricants from equipment, and wastewater *(i.e.* site runoff, sewage). Storm water management controls such as sedimentation ponds and site drainage ditches would be constructed at the site.

Solid waste generated during construction would include scrap metal, used tires, lumber and general debris. It would be collected and disposed of in an approved manner. Combustible waste would be stored in covered containers. All waste would be disposed of according to applicable regulations.

Hazardous waste would be collected and stored in an approved manner for off-site disposal at a licensed facility. All areas where spillage may occur would have drip pans and collection sumps installed, and gasoline would be stored in approved containers.

During construction, sanitary wastes will be handled by self-contained portable restrooms and disposed of by a licensed contractor. A septic system would be designed and constructed to receive and treat sanitary waste during operation .

e) Operation

Labour Requirements

Approximately 16-20 persons would be employed at the Project site during normal operations. The plant would operate on 12-hour shifts.

Marine Traffic

On average, one LNG tanker would arrive at the terminal every 3.6 days, or 80-120 LNG tanker arrivals per year. Approximately one Orimulsion® tanker per month would be anticipated, with approximately 14 Orimulsion® deliveries per year. Tankers would generally depart at the end of the shipping lanes to the east and approach the pier from east to west. Exclusion zones or restrictions on the movement of tankers and support vessels could be permanently or periodically established in the interest of safe navigation.

Land-Based Vehicle Traffic

During operations, the land-based traffic would consist of commuting workers (approximately 20+ trips per day) and delivery of materials (approximately 5 trips per week). It is not contemplated that LNG would be distributed by truck or other ground transportation.

LNG Facilities

Multi-Purpose Pier

The pier is being designed, using site-specific tidal, temperature, precipitation, wind, wave, current and seismic data, to withstand the conditions at Mispec Point and ensure the safety of vessels moored at the pier. Computer modelling has established thresholds for vessel departure conditions (e.g. wind speed). Based on this analysis and a simulation of vessel movements at the site, to be completed in consultation with the pilots, the weather conditions that would require an unscheduled departure from the pier will be established. Similar to existing procedures used at the Canaport monobuoy, decisions regarding departure would be based on six-hour weather forecasts, as opposed to immediate conditions.

Unloading Facilities

The facility would be designed to unload the entire contents of the LNG tanker within approximately 12 to 20 hours. Only one ship at a time can be berthed at the pier. When no tanker is unloading, the lines could be maintained at LNG temperature by circulating LNG from the storage tanks using one of the send-out pumps.

Orimulsion® unloading is very similar in nature to crude and petroleum products. Irving's experience in unloading these products at the Canaport facility and East Saint John Terminal, along with Industry Best Practices and the Bitor Manual, would be used to provide the Pier Operations Manual for unloading of Orimulsion®.

LNG Storage

The LNG would be transferred via a pipeline to LNG storage tanks, where it would be stored prior to regassification.

Pressure, level and temperature are monitored continuously in LNG storage tanks. Overpressure protection is provided by a heated atmospheric venting system at the top of each tank and a tank pressure relief valve. Tanks would be sited to provide for an exclusion zone that would take into account the effects of a fire or vapour dispersion resulting from a malfunction or unplanned event. The thermal exclusion zone required by CSA Z276-01 code and the vapour dispersion zone are both within the property line of the facility.

Regassification

LNG would be pumped from the LNG storage tanks to the BOG compressors where it would be mixed with boil-off gas. This process re-liquefies the boil-off gas, returning it to a LNG state. The LNG would then be pumped to high pressure (needed to achieve the final delivery pressure)

before it entered the submerged combustion vapourizer (SCV). The SCV uses a natural gas fired combustion burner to heat a water bath, and LNG is vapourized by passing through this heated water via stainless steel coils. The vapourized gas would then be regulated for pressure and entered the pipeline system.

f) Decommissioning and Abandonment

The facility would be designed, built and maintained to operate efficiently for at least its anticipated life span: minimum 30 years. Eventually, it would be decommissioned and abandoned in accordance with a plan to be developed. The plan will have a contingency to allow for shutdown at any time during the anticipated project life and will contain measures to achieve targeted environmental goals.

The process for draining the LNG tanks would be similar whether for maintenance, repairs, or final decommissioning. As much liquid as possible would be pumped from the tanks, and the remainder removed by vapourization. The tank would be isolated to prevent the re-entry of liquid, warmed to prevent condensation on the tank surfaces and insulation, then purged with an inert gas. No hazardous emissions are anticipated during decommissioning and abandonment.

System decommissioning consists of following the decommissioning procedures for individual pieces of equipment, as would be followed before performing repair work on any hydrocarbon liquid or vapour retaining part of the system. Interconnecting pipelines would also be isolated and purged, and the power supply for all motors and instrumentation locked out.

Once the facility was properly and safely decommissioned, water and power supply lines would be disconnected and removed. All surface buildings and structures would be dismantled and removed from the site. Disturbed areas would be landscaped and re-vegetated. Salvageable material would be sold or used at other facilities. Solid waste would be disposed of in an approved manner, and hazardous waste would be collected for disposal at a government-approved site.

A more detailed plan would be developed in consultation with regulatory agencies, and in accordance with applicable regulations, at the time of decommissioning.

g) Accidents, Malfunctions and Unplanned Events

LNG-related Accidents

Although incidents have occurred at LNG facilities that resulted in one or more fatalities to site staff, there have been no recorded fatalities among the general public at any LNG import facility since 1944. The report briefly describes the incidents, the likely cause, mitigation measures to reduce the possibility of a re-occurrence, and the overall excellent safety record of LNG facilities.

Since 1952, LNG has been transported by tanker without a major release of cargo or a major accident. In over 38,000 voyages, 54 incidents involving LNG tankers have been logged; of these, 14 resulted in the loss of some LNG. There have been no LNG shipboard fatalities.

The report presents the effects of various LNG spill or release scenarios, although these are considered unlikely to occur. LNG is not normally explosive, but LNG vapours (primarily methane) can explode if contained within a confined space and ignited.

Based on modelling results and on a review of land uses around the proposed LNG facility, the report concludes that no excluded areas would be impacted by the full dyke fire scenario, or by any of the fires that could occur in other impoundment areas. In addition, the report states that no flammable vapours would reach a property line that may be built on. The proposed Project meets the exclusion zone siting requirements of the Canadian Standards Association document Z276-01 *Liquefied Natural Gas (LNG) – Production, Storage, and Handling.*

Orimulsion® Spill

The report presents an evaluation of Orimulsion® spill scenarios, based on the properties and behaviour of Orimulsion® in the environment, which formed part of the Coleson Cove Refurbishment environmental assessment. This was updated to reflect off-loading at the pier rather than at the monobuoy. It concludes that an accidental Orimulsion® spill, though improbable, presents a lower risk than a Fuel Oil No. 6 spill, and that spill response and containment could be more effective at the pier than offshore at the monobuoy.

Natural Gas-related Accidents

Contingency planning, personnel training and other initiatives would reduce the possibility and impact of a natural gas-related accident, malfunction or upset condition. If the natural gas pipeline were to rupture or explode, causing a fire, it would lead to localized or extensive disruptions of soil. Rehabilitation of the disturbed area would include replacement of subsoil and topsoil, addition of soil amendments as required, and re-grading and reseeding the area to minimize soil erosion.

The report also outlines ways to prevent and/or handle forest fires, vehicle accidents, worker accidents, failure of erosion prevention measures, hazardous material spill, and security.

h) Environmental Management

Environmental Protection Plan

An Environmental Protection Plan (EPP) would be developed before construction begins, and would be submitted to the appropriate regulatory agencies for review. The EPP would outline all environmental protection measures to be employed during construction and operation of the Project, including:

- responsibilities of Irving Oil Limited, and all site personnel;

- purpose, organization and maintenance of the EPP including contractors and subcontractors;
- specific mitigative measures to be implemented during routine and non-routine (e.g., fires) construction and operation activities;
- contingency plans to be followed in the case of an accidental event; and
- a list of permits, approvals, authorizations, and key personnel to be contacted in the case of an emergency.

Public Awareness and Communication

Before public announcement of the LNG Project in July 2001, Irving Oil Limited developed a comprehensive communications plan to inform and consult stakeholders as the Project moved forward. Stakeholders considered in the plan were: employees; the general public; First Nations, media; municipal, provincial and federal governments; neighbours of Canaport and residents of Red Head Road; area fisheries groups; area environmental groups; and the local business community.

The communications program included door-to-door meetings, public meetings/open houses, information kits, individual stakeholder meetings, media releases and interviews, and letters to neighbours. Appendix C of the report provides copies of all Project-related public awareness/communication materials distributed in the past two years.

Emergency Response Plan for Operation

A detailed Emergency Response Plan (ERP) would be prepared before Project start-up in consultation with the appropriate authorities. It would document the procedures to be followed in order to protect human health, the environment, and the facility in the event of an emergency. It would also contain a contact list, a summary of reporting requirements, and an inventory of spill kits and safety equipment.

Marine Terminal Manual

A Marine Terminal Manual would be developed in consultation with the appropriate agencies to address the specific requirements and operations of the LNG facilities and Orimulsion® off-loading/transfer, in accordance with federal and provincial legislation and Irving Oil Limited policies. It would cover the exchange of information between tanker and LNG terminal; preparation for arrival; entering or leaving port; capacity of pier fenderings; mooring at pier berths; and emergency release procedures. A draft Manual would be available six months prior to the start of Project operations and finalized within two months of operation.

Employee Environmental Training

Employee environmental awareness training would be developed by Irving, documented in the Environmental Protection Plan, and required for all employees and other personnel, contractors and subcontractors reflective of their duties, responsibilities, areas and equipment. Training would occur before the commencement of work and be evaluated and updated as required.

The Training Manual for the LNG facility would contain a description of the training that must be given to each operator. It would be used in conjunction with the LNG Reference Manual, Commissioning Manual, Operations Manual, and Maintenance Manual.

Monitoring and Follow-up

Information on monitoring and follow-up for each Valued Environmental Component (VEC), as appropriate, appears in the Environmental Effects Analysis Section of the report beginning on page 23.

In addition to the individual references under each of the VECs, an Appendix on the proposed Follow-up Program (Appendix G) is included in the report and contains information on overall program management, as well as information on the follow-up objectives, content, implementation, and reporting of results.

3. DESCRIPTION OF THE EXISTING ENVIRONMENT

a) Physical Land Environment

Physiography and Geology

With the exception of the urban parts of the region (Saint John and Saint John West), the topography of the Project area is relatively rugged. East of Saint John Harbour is hilly. The land immediately north of the Canaport storage tanks is relatively flat with small bedrock knolls. On the eastern side of Mispec Point are a series of shallow bedrock gullies with sheer rock-faced cliffs along the water's edge.

Exposed bedrock and very shallow soil over bedrock are common in the general area of the proposed pipeline route. Bedrock geology is composed mainly of Triassic sedimentary rocks; surficial deposits are mainly shallow lodgement till with sand and gravel patches, particularly near the shoreline.

Atmospheric Environment

The Saint John Region is considered to have a modified continental climate. The Bay of Fundy and Lurcher marine areas moderate air temperature over the region in both summer and winter.

An ambient air quality monitoring network in the Saint John region is operated co-operatively by Environment Canada and the NBDELG. Saint John has a relatively heavy industrial base, with two pulp and paper mills, three thermal generating stations, an oil refinery, plastic processing, printing operations, and other commercial and industrial sources of air pollution. Located downwind of major urban centres in Central Canada and the Eastern United States, Saint John is also subjected to the effects of long-range transport of air pollutants from the southwest. Nevertheless, the air quality in Saint John is generally considered to be very good.

Outdoor sound quality can be influenced by vehicle traffic, heavy equipment operation, weather conditions, and topographical features such as hills or wooded areas.

Hydrogeology and Hydrology

The surface runoff in the vicinity of the proposed Project drains into the Saint John Harbour. In urban parts of the Project area, surface water is collected in the storm drain system and then discharged. The area of the proposed LNG facilities and pipelines is generally well drained, with some confined areas that are poorly drained. There are six small streams that would be crossed by the proposed pipeline, and one pond outlet that would be diverted.

Little information is available regarding groundwater resources in the vicinity of the Project , but yields equivalent to a supply for one or two-family dwellings are anticipated.

b) Biological Environment

Terrestrial and Wetlands Environments

The report indicates that the only important wetland in the vicinity of the proposed Project is Red Head Marsh, which was intentionally avoided in siting the proposed natural gas pipeline. A small wetland located on the Irving property was evaluated. No other wetland greater than one hectare would be affected by the Project footprint.

Rare plant surveys were conducted in 2002 and 2003. No threatened or endangered plant species were identified in the area.

The relatively large proportion of young forest in the general area does provide good nesting habitat for birds that use scrub or edge, suburban and wetland habitats. An Atlantic Canadian Conservation Data Center (ACCDC) database search returned 50 records for 13 rare birds in the area. Two bird surveys were completed to determined whether there were any bird species requiring special conservation measures within or immediately adjacent to the footprint of the Project. Of the species observed, none are considered species of management concern.

A rare element occurrence query of the ACCDC database returned a record of wood turtle, one of four herpetile species considered of special conservation concern in the Saint John area.

Environmentally Significant Areas

Environmentally Significant Areas (ESAs) are designated by NBDELG. Two ESAs are located within the proposed Project area, both in East Saint John. Red Head Marsh is a Ducks Unlimited impoundment, a highly productive freshwater coastal marsh with a variety of breeding birds. Courtenay Bay is a tidal bay and mud flat with a concentration of shorebirds, and is a winter feeding area for gulls and ducks.

Freshwater Biological Components

The proposed natural gas pipeline would cross six streams: Bean Brook, Beyea Brook, Hazen Creek and three unnamed tributaries to Hazen Creek. Brook trout, mummichog, nine-spine stickleback were found in the streams. American eel were found in the stream downstream of the Canaport pond where the LNG storage tanks are proposed to be located. None of the species found are considered rare or otherwise endangered.

c) Marine Environment

The Bay of Fundy has exceptionally high tidal energy, varying from approximately 6 m at its mouth to a maximum of 15.2 m landward. The substrate is generally sandy with rock and ledge outcrops; the extreme tides result in scouring along the outer beaches and extensive intertidal zones.

The Bay is known for its resident and overwintering marine birds and is a major migration route for coastal seabirds as well as for scoters and other seaducks. Marine mammals using the Bay of Fundy include seals, whales and dolphins.

Approximately 70 species of fish have been recorded in the Bay of Fundy, most of which can be expected to occur near the Canaport facility. This includes both resident species and those that enter the Bay only during spawning or feeding migrations.

The marine fisheries surrounding Canaport are included in the Maritimes Region as defined by DFO. In 2001, Scotia Fundy Region had landings valued at $48 million, of which lobster, herring, scallops and sea urchins were the most valuable. Major commercial species within the Fundy Shore of New Brunswick fisheries include: Atlantic salmon (fishery suspended) and herring; groundfish (cod, haddock, pollock, flatfish and halibut); lobster and other commercially important invertebrates (sea urchins, scallops, crabs, clams and periwinkles); and rockweed and dulse.

d) Rare and Endangered Species and Their Habitats

Of the various New Brunswick and Atlantic Ocean (Bay of Fundy) species listed by Committee on the Status of Endangered Wildlife in Canada (COSEWIC) as species of special conservation concern, the Least Bittern has been recorded at Red Head Marsh; the Harlequin Duck has been observed at Anthony's Cove; and Atlantic salmon, shortnose sturgeon, and Atlantic cod are known to occur in the vicinity of the proposed Project. Of the listed marine mammals, only the harbour porpoise has been observed in the vicinity of the proposed Project and North Atlantic right whales may enter the shipping lanes on occasion.

No plant species listed by either COSEWIC or the New Brunswick Endangered Species Act are known to occur in the Project area. Ten vascular plant species ranked by ACCDC as rare were found in the Project area.

e) Socio-economic Environment

The Project would be located in a sparsely populated rural area of southwestern New Brunswick, in the eastern part of the City of Saint John.

The economy of southwestern New Brunswick is primarily a resource-based economy. The main inland resources are related to forestry, while fishing and aquaculture dominate the coastal/marine areas; other industries include quarrying and agriculture. Most of the manufacturing in the area (e.g., pulp and paper, fish processing) is conducted in conjunction with the primary industries.

Saint John serves as a regional service centre; a transportation hub (road, rail and port) for imports/exports and regional delivery of goods; and as a commercial centre serving some 140,000 residents within an 80 km radius.

Public Transportation Services

Marine

The Port of Saint John is an independent and locally operated Canada Port Authority, handling an average of 25.8 million tonnes of cargo per year (2001-2002) with 1,692 ship arrivals in 2002. Types of cargo include forest products and steel, containerized cargo, and bulk cargo such as petroleum, potash and salt. Currently, up to 70 very large crude carrier shipments are made to the Canaport site per year. LNG and Orimulsion® shipments would arrive via existing designated shipping lanes in the Bay of Fundy.

Roads

Bayside Drive is the main City route into the East Saint John industrial area. Red Head Road, the main access to Mispec Point/Canaport facility, intersects with Bayside Drive at the entrance to the Grandview Industrial Park.

Land Use

The Project is located within the municipality of Saint John.

The land use of the LNG Terminal at the Canaport facility is zoned Heavy Industrial. This land is owned privately by Irving. There is no change in the designated land use required for the LNG facility. The proposed facility boundary is located approximately 750 meters from the nearest boundary of another zone.

All of the lands that would be crossed by the proposed natural gas pipeline from Red Head Marsh out to Canaport are zoned variations of rural and/or residential. Those in the area of the two industrial parks, Grandview and McAllister, are zoned Heavy Industrial.

Beyond the specific land for use in the project, the existing land use in the proposed Project area includes residential, commercial, forested woodland, industrial and recreational. Planning and development are regulated under the Rural Planning District Regulation and Provincial Building Regulation of the New Brunswick Community Planning Act.

Residential land use in the Project area is primarily single-family dwellings. Commercial land use along the Red Head Road is mainly small businesses serving a local market, such as convenience stores. Industrial uses include the Canaport facility, the Irving Refinery, two industrial parks and the Hazen Creek Sewage Treatment Plant.

4. ENVIRONMENTAL EFFECTS ANALYSIS

a) Atmospheric Environment

"Atmospheric Environment" refers to the layer of air from the earth's surface to a height of approximately 10 km, typically characterized by three subcomponents: climate, air quality, and sound quality (noise).

The report concludes that no measurable cause-and-effect relationship could be established between the Project and climate change.

A *significant adverse residual environmental effect* on air quality is one that results in a greater than 5% increase in mass emission rates of any air contaminant of interest (PM, SO_2, NOx and CO) in the assessment area during any specific phase of the Project, or that degrades air quality such that the maximum Project-related ground-level concentration of those contaminants leads to an exceedance of the respective ambient air quality standards.

A *significant adverse residual environmental effect* on sound quality is one where a Project-related activity creates a "nuisance" at the nearest residential property: by causing an ambient sound pressure level that frequently exceeds 55 dB_A during any specific phase of the Project; or, where ambient levels already exceed 55 dB_A, by causing a sound pressure level that is an increase of more than 5 dB_A above the existing conditions.

Environmental Effects Analysis

Effects on Climate are primarily related to changes in temperature, precipitation, wind, and sea level as a result of greenhouse gas emissions as a significant contributor to global climate change. As the proposed Project would emit more than 8 kilotonnes CO_2 equivalent per year, it would be categorized as a Large Final Emitter and be subject to mandatory monitoring and reporting. In comparison with greenhouse gas emissions from all sources in New Brunswick and Canada who's contribution to climate change is recognized as a global issue, greenhouse gas emissions from the Project are predicted to be very small. Nonetheless, the report has examined the use of best available technology that would minimize greenhouse gas emissions and that is economically feasible. The report also commits to employing adaptive management approaches to managing greenhouse gas emissions during the operating life of the facility. The Report indicates that the Project should not result in any substantive interaction with Atmospheric Environment that would result in discernible changes to regional, national, or global climate patterns.

During Construction, there would be the potential for dust generated in earth-moving and other construction activities, as well as the emissions of combustion gases (including greenhouse gases) from construction equipment, a concrete batch plant at the site, commuter and construction vehicles, vessels and tugs/barges. Mitigation would include a number of initiatives including the application of dust suppressants during periods of heavy activity or dry weather, use of a baghouse on the concrete silos, use of low sulphur fuel for vehicles, preserving natural buffers and minimizing dust generation during high winds. Significant adverse effects on air

quality are not anticipated from increased vehicle traffic emissions during construction, given the anticipated volume of traffic and its short duration. Traffic during operation would be less, and traffic during decommissioning should be comparable to the levels during construction.

Predicted construction-related emissions of PM, SO_2 and NOx would be generally less than 2% of the total emissions from selected major sources in the Saint John airshed, and carbon monoxide emissions less than 4% of the total. During operation, the submerged combustion vaporizers or SCVs (6 in operation and 1 spare) used to re-gasify the LNG into natural gas for pipeline transport and the 2 930 KW natural gas-fired boiler used for process heat and steam supply and as a thermal fluid heater are anticipated to be the main sources of continuous emissions from the facility. During operation, the emissions of all conventional air contaminants would be generally in the order of 2% of the total from selected major sources in the Saint John airshed. Overall emissions associated with the project are predicted to result in an increase in total emissions to the Saint John airshed of less than 5%, and the applicable air quality standards are not expected to be exceeded. The magnitude, frequency and duration of decommissioning activities are such that air quality standards would be unlikely to be exceeded in that phase.

Accidents, malfunctions and unplanned events having a potential for adverse environmental effects on air quality include marine vessel accidents, hazardous materials spills, accumulation of gas in a confined area, forest fires and other unplanned events, as well as improbable events such as terrorist attacks. The report indicates that most can be mitigated through preventative maintenance.

Given the design consideration and the strict requirements for operation of the proposed Project, and the operational history of the LNG industry, the likelihood of a substantial LNG spill or release is extremely low. Although the potential effects on air quality of a catastrophic spill or release are rated as significant, this is not likely to occur.

An assessment of the potential for on-road vehicle traffic to cause adverse effects on air quality during construction was conducted for roadways associated with the Project. The maximum ground level concentrations along the road-side were predicted to be well below the applicable provincial ambient standards for all contaminants modelled.

There could be short-term, intermittent, and reversible air quality effects during construction, but the long-term operations are expected to result in improved air quality due to reduced emissions resulting from an increased supply of natural gas which is anticipated to displace other fuel types.

Project activities and vehicle and vessel traffic could affect sound quality in all phases. Planned mitigation would include noise control (e.g. mufflers) and the scheduling of noisy activities during normal daylight working hours where possible. Strobe lights could be used instead of backup beepers for any necessary night operation of heavy equipment. The cumulative environmental effects on sound quality by this Project in combination with others in the region are rated not significant.

Significance

The residual environmental effects on the Atmospheric Environment are rated as not significant for all Project activities assessed, except Accidents, Malfunctions and Unplanned Events which are rated as significant but not likely to occur.

Follow-up

Several ambient monitors are currently operated by the National Air Pollution Surveillance Network (NAPS) and NBDELG in areas surrounding the proposed Project. The operation of the facility would include several natural gas monitors on the property to detect fugitive leaks of LNG or natural gas, and a preventative maintenance and repair program would minimize and correct any leaks that may occur. Additional routine monitoring of ambient air quality and noise is not anticipated, given the planned mitigation; however, noise monitoring could be required to address any possible complaints received from residents, particularly during construction activities. Prior to construction, a 24-hour baseline noise monitoring would be conducted at Mispec Beach. Should nuisance complaints arise during pile driving, Irving would monitor sound levels and, if those exceed significance criteria, would implement a mitigation plan which would have been developed in consultation with DELG. The sound emission mitigation plan may include a variety of measures (e.g. work scheduling, temporary sound barriers). Irving would work with area land owners and those at Mispec Beach to discuss the planned action plan in the event that a noise nuisance is identified.

The follow-up program (referenced in Appendix G of the report) also makes reference to outlining provisions for greenhouse gas emission management including emissions inventory through the NAPS reporting, participation in the Large Final Emitters Program, and through ongoing periodic consideration of best available technology.

b) Groundwater

Groundwater was selected as a VEC because of the potential for disruption or contamination of the water supply of residents along Red Head Road, and in the vicinity of the pipeline.

A *significant residual environmental effect* defined as a Project-related environmental effect that degrades the quality of groundwater by exceeding the maximum acceptable concentration (MAC), interim maximum acceptable criteria (IMAC), or aesthetic objectives (AO) of one or more parameters, as specified in the Guidelines for Canadian Drinking Water Quality (GCDWQ) for potable domestic water supplies, for a period of more than 30 days. In the event that a concentration already exceeds GCDWQ levels, any Project-related increase in concentration is considered significant.

A Project-related effect is also considered significant if it reduces the quantity of groundwater recoverable from the aquifer to meet the present and future needs of current users.

Environmental Effects Analysis

The report indicates that most physical and chemical environmental effects on groundwater would likely be temporary and occur during construction and commissioning. Residual effects from water use could occur throughout the operation of the Project, and potential accidents due to spills, although unlikely, could occur in all phases.

Project-related activities that have the potential to affect Groundwater quality and/or quantity include site preparation, concrete production, and site water management. Operation of the LNG facility and pipeline, the presence of trenches and rock benches, water management, and site waste management have the potential to affect Groundwater quality and/or quantity.

Increased run-off and sedimentation/turbidity of water can result from clearing, grubbing, and stripping of vegetation during site preparation. Wash water from concrete production would likely have a high pH and could affect the groundwater chemistry if allowed to leach into the ground. Mitigation would include erosion control and containment measures.

Blasting activities could affect groundwater quality and/or quantity and cause property damage to well structures, pumps and water lines. A residual well water survey would be conducted of wells within 500 metres of a blasting area prior to blasting operations in specific areas at risk, to include the homes at Rocky Corner.

An on-site well would be constructed to supply up to 50 m^3/day of potable water (i.e. non process water) during construction and operation. Removal of groundwater could result in a lowering of the water table. A pumping test will be completed on the proposed on-site well to evaluate the amount of drawdown expected. Once the facility had been decommissioned and the potable well was no longer in use, the water level in the well and surrounding media would return to its pre-pumping level.

Sanitary wastewater would be routed to a septic tank with leach field. The New Brunswick Department of Health and Wellness regulates licensing requirements and permitting for on-site sewage treatment. Both the septic tank and leach field would be constructed in accordance with the requisite codes. Effluent from the leach field could contain elevated nutrients and bacteria that could affect the local groundwater quality. The well would be constructed to prevent surface water intrusion into the well, and landscaping would be completed to direct surface water away from the well.

Malfunction and accidents that could potentially affect Groundwater quality and/or quantity include hazardous materials spills during all phases of the Project. The report states that the likelihood of a major spill is low due to the storage and handling procedures in the EPP, and applicable regulations. The physical properties of LNG (it floats on water and evaporates quickly) limit the potential for significant adverse environmental effects on Groundwater resulting from accidental LNG releases.

Large quantities of petroleum products are stored at the Canaport facility. Petroleum products would be stored at the Project facilities, subject to provincial regulations. Potential interactions would occur only if a malfunction or accident occurred at each of the facilities, which is considered unlikely.

The Project would be sited some distance away from the potable water well existing at the Canaport facility, to minimize the potential for well interference: the potential for cumulative environmental effects on Groundwater quality or quantity is considered to be low.

The presence of permeable material in the Orimulsion® and natural gas pipeline trenches could alter shallow groundwater flow. However, as both pipelines would share one corridor, the cumulative effect is expected to be the same as that of a single pipeline.

Significance

No significant residual effects, including cumulative environmental effects, are expected to result from Project activities, taking into account any proposed mitigation. The report concludes that groundwater in the vicinity of the Project has the capacity to meet present and future needs.

Follow-up

An inventory of residential water wells within 500 m of blast locations would be completed before initiating any blasting. This would include an interview with the well owner, documentation of well construction specifics, collection of a water sample for chemical and bacteria analysis and photographic documentation of the well location. Where several wells are present within the 500 m blast monitoring radius, selected representative wells would be inspected, sampled, and closely monitored during the construction phase. Wells within 200 m of other construction activities will be surveyed prior to construction.

Groundwater level monitoring will be completed to determine the natural level upgradient of the rock bench and will continue during construction. Monitoring requirements will be reviewed after the well survey to ensure that the monitoring program is appropriate. Irving would report monitoring results to DELG and others as outlined in Appendix G of the report.

Irving will implement a contingency plan (outlined in Appendix G) to provide temporary water during construction and to repair or replace any wells found to be permanently damaged, should any wells be adversely affected by the Project.

c) Marine Environment

"Marine Environment" refers to all marine flora and fauna and their habitat, including species of special conservation concern. The EIA focus is on the marine area of the proposed receiving terminal, including the Outer Saint John Harbour up to the entrance of the shipping lanes. The assessment also considers the potential environmental effects of an LNG accident within the Bay of Fundy and the potential effects of the Project (including vessel traffic) on the North Atlantic right whale within the Bay of Fundy ecosystem. Selected indicator species are Atlantic salmon, North Atlantic right whale and lobster.

A *significant adverse residual environmental effect* on marine fish and invertebrates is defined as one that affects the marine environment so as to cause a decline in abundance or change in distribution of population(s) of indicator/representative species over one or more generations. Natural recruitment may not re-establish the population(s) to its original level in one generation.

A *significant adverse residual environmental effect* on marine fish habitat would be one that results in an unmitigated or non-compensated net loss of fish habitat as required in a Fisheries Act HADD authorization. This may consist of a residual effect that alters the ecological function of the marine environment such that fish and invertebrate use of that habitat does not return to baseline conditions within five years.

For potential effects on any marine species with special conservation status, such as the North Atlantic right whale, a *significant adverse residual environmental effect* would include the loss of one or more individuals from within a population, or any substantial change in distribution, migration or behavioural patterns.

Environmental Effects Analysis

Construction of the pier has the potential to adversely affect the marine environment, although the preferred pier configuration would require only localized seabed preparation. Installation of piles would require drilling bedrock to a depth of 5m, and side-casting and leveling of the seabed may be required. Blasting would be required for the road to the pier and the pier trestle landfall, but no blasting is expected to be required below the waterline or in the intertidal zone. Pier construction could result in increased turbidity of the water, and side-casting would result in the removal of benthic habitat and the direct mortality of benthic organisms.

Pier construction would likely require an HADD from DFO to allow the construction of the alteration of the seabed necessary for the placement of the pier bases. Disturbance of the seabed would also require an ocean disposal permit under CEPA.

Project activities would be undertaken, where applicable and feasible, outside of the biologically-sensitive period.

The footprint area of the pier would be small and construction is anticipated to occur over a 9-month period. No dredging to accommodate ships at the pier construction would be undertaken. The magnitude of potential environmental effects is considered to be low, the geographic extent would be limited, and the effects would be limited to a single event. With the exception of direct mortality, each of the potential environmental effects is considered reversible with time.

Commissioning of the LNG facility would require 95,000 m^3 of seawater for hydrotesting and cleaning. The intake pipe would be installed at the pier, with its opening a few metres below the lower low tide level. Screens would be installed for prevent the intake of marine fish. After hydrotesting, residual metals in the used water are not expected to exceed water quality guidelines; however, the water would be tested and treated as required prior to discharge.

Process water would be generated at the LNG facility during normal operations, from the submerged combustion vapourizers and from oil-water separators. After treatment, the water would be discharged to the east retention pool, from where it would be periodically discharged to the Bay of Fundy after testing to ensure compliance with water quality regulations. This freshwater discharge would likely have adverse effects on the seaweed community in the intertidal zone, but the effect would be localized and reversible. Mixing by tidal currents would reduce any potential freshwater plume beyond the intertidal discharge point.

Decommissioning and abandonment would require regulatory approval and would comply with all requirements at that time. Removal of the pier would likely cause loss of benthic habitat that has colonized on the pilings, and potential loss of fish and fish habitat that the pier may have generated. Temporary turbidity could also result from disturbance of the sea floor.

An accidental release in the marine environment of LNG or Orimulsion® could potentially cause direct mortality at the population or individual level, and loss or avoidance of habitat. The behaviour of LNG in seawater is not well known as the history of LNG shipping has no substantial releases. It would lower the water temperature rapidly at the air/water interface but the effects would decrease with depth and are predicted to be not significant for fish habitats. At the surface, elevated methane levels could result in asphyxiation of marine mammals or result in fire if an ignition source is present. If spilled LNG reached shore, the intertidal habitat could experience cryogenic effects resulting in direct mortality. Overall, however, because LNG floats on the water and evaporates rapidly, the persistence of environmental effects would be less severe and over a shorter timeframe than other types of hazardous materials spills. The report indicates there is emerging research on the behaviour of LNG in the marine environment. New information would be reviewed on a consistent basis to ensure current response procedures and technologies are reflected in the Emergency Response Plan.

In the case of an Orimulsion® spill, the effects would vary depending on the amount spilled and the location and conditions. Shellfish could be tainted through ingestion or filtration of weathered bitumen particles. Unlike crude oil, spilled Orimulsion® will not stay on the surface but will extend down perhaps 1-2 m. It would disperse to near shore environments and shorelines under strong tidal action. Near the Project site, dense seaweed cover onshore could be easily removed to mitigate a serious spill and this habitat loss would be reversible. Saint John ALERT would have specialized equipment and trained personnel to manage Orimulsion® spills according to a government- approved response plan.

Tanker collisions with marine mammals are unlikely outside the shipping lanes due to the slow vessel speed required for manoeuvring and berthing. Marine vessel traffic would also generate propeller noise that could affect the behaviour of fish and marine mammals. However, this would be of short duration and be similar to existing noise sources in the vicinity. The overall effect of tanker traffic on the Marine Environment would be similar to existing tanker traffic, with slightly increased frequency.

Project-related marine traffic would be incremental to existing vessel traffic to Saint John Harbour and crude oil tanker traffic to the Canaport monobuoy. Cumulative effects would occur on local fish and fish habitat and could increase vessel collisions with uncommon species such as the North Atlantic right whale. Although marine resources in the vicinity and along established routes would likely have adjusted to routine activities, cumulative effects would occur on fish, fish habitat and species of special conservation concern.

Significance

The report concludes that the residual environmental effects on the Marine Environment are rated as not significant for all phases of the Project and for all Project activities assessed. Significant residual adverse environmental effects could result from a catastrophic spill of LNG

or Orimulsion®; that is, a very large volume spilled at an ecologically sensitive time of year in a location where rare, threatened or endangered species would be present. Such an event is anticipated to be very unlikely, based on the safety record of LNG and Orimulsion® tankers. In the unlikely event of a vessel collision with a North Atlantic right whale, the resulting environmental effect would be significant.

Follow-up

Follow-up would be conducted to assess the environmental effects of suspended solids on the water column, deposition on the bottom, fate and stability of the dredge spoil deposits, and general effects of the construction on the receiving environment. Follow-up would also serve to assess the pier as a substrate for colonization by marine life. If monitoring is required pursuant to Fisheries Act and CEPA authorizations, or a follow-up program required pursuant to CEAA, these programs would be implemented. If it is determined that the marine portion of project would result in a HADD, a fish habitat compensation plan would be developed and approved by DFO, and habitat compensation would be monitored for its effectiveness.

The follow-up program referenced in Appendix G of the report states that recognizing that new research is emerging on the behaviour of LNG in the marine environment, Irving would work with Responsible Authorities, NBDELG and appropriate response agencies to periodically review and discuss this information. Irving would ensure that it is incorporated, as appropriate into the Emergency Response Plan and other applicable aspects of facility management.

d) Freshwater Fish and Fish Habitat

"Freshwater fish" refers to fish that live in freshwater during at least part of their life cycle. "Fish habitat" refers to spawning, nursery and feeding grounds, food supplies and areas used for migration by fish or other organisms that fish depend on.

A *significant residual adverse environmental effect* would be one that results in an unmitigated or non-compensated net loss of fish habitat:

- a reduction in the ecological function of that habitat such that fish and invertebrate use of the habitat does not return to baseline conditions within five years; and/or
- a reduction in the abundance of a fish community that is dependent upon that habitat, such that natural recruitment and reproduction would not restore the community to its original level in one generation (typically two to three years).

Long-term Project-related exceedances of the Canadian Council of Ministers of the Environment (CCME) water quality guidelines for the protection of aquatic life would also be considered significant.

Environmental Effects Analysis

Many construction activities that would be undertaken in the immediate vicinity of the watercourses have the potential to alter fish habitat, by reduced shading and cover, changes to channels following pipeline installation, and sedimentation of important habitat features such as

gravel deposits suitable for spawning. Critical fish habitat (*i.e.* known or likely spawning habitat) was not identified at or within 100 m of the proposed pipeline stream crossings.

All site preparation work would be conducted under a Watercourse and Wetland Alteration Permit and any applicable codes and standards would be applied. Erosion and sedimentation control measures and buffer zones would be used as appropriate to maintain water quality.

Mitigation measures for wastewater generated during construction would be addressed in the EPP. At a minimum, wastewater disposal would not occur within 100 m of a watercourse or water body.

If blasting were required in or near a watercourse, this would be carried out in accordance with Guidelines for use of Explosives in Canadian Fisheries Waters and the requirements of DFO's Approval. Environmental effects to fish and habitat could be minimized through use of mitigation measures which include but are not limited to exclusion of fish from the blasting area, use of non-propagating explosives and time-delayed detonation of multiple smaller charges.

Site preparation and construction of the LNG storage tanks would eliminate the outlet creek between the ocean and the Canaport pond. Without mitigation, this would isolate the pond and result in the direct loss of the fish habitat. The outlet creek would be realigned to allow passage between the Bay and the pond. The new stream channel would be constructed before the existing creek was eliminated. Realignment of the Canaport stream will likely require HADD authorization pursuant to the Fisheries Act.

Potential interactions of the Project with freshwater resources during operation and maintenance are anticipated to be limited. Vegetation control activities within 30m of a watercourse could be required, in which case a Watercourse and Wetland Alteration Permit would be obtained.

Decommissioning and abandonment would have the potential to cause a change in habitat in the removal of the pipeline, as well as fish mortality associated with increased public access to the area. Accidents, malfunctions and unplanned events that could interact with fish and fish habitat include forest fires, a hazardous materials spill in the sensitive zone or loss of containment during a watercourse crossing of the pipeline.

The current fish populations and fish habitat within the assessment area reflects the cumulative environmental effects of past and present projects. Water quality and fish habitat quality are generally good and considered healthy. Although pipeline construction would result in the removal of some vegetation at crossings and from some stream banks, overall the environmental effects of the Project are rated not significant.

Significance

Mitigation measures to prevent or minimize possible adverse affects would be addressed in the EPP and applicable permits and authorizations. With mitigation, the adverse residual environmental effects on freshwater fish habitat are predicted to be not significant.

Follow-up

All construction activities would require inspection and monitoring to ensure that erosion control structures were properly installed, maintained and removed. An on-site environmental inspector would be present during construction of all pipeline watercourse crossings and the Irving realignment of the Canaport pond outlet creek to ensure that the EPP and all regulatory requirements. These sites would be inspected routinely during the first year of operation, as required under CEAA, to ensure that permanent erosion and sedimentation control measures were successful. If it is determined that the Project will result in a HADD, a fish habitat compensation plan will be developed and approved by DFO, and habitat compensation will be monitored for its effectiveness and reported as required.

e) Terrestrial and Wetland Environments

"Terrestrial Environment" refers to the existing land-based habitat and wildlife, with the exception of migratory birds. "Wetland Environment" refers to wetlands as defined by the New Brunswick Clean Environment Act.

For the purposes of this assessment, lands cleared for the Project site, including the pipelines, are assumed to be a permanent habitat loss. However, in the case of the gas pipeline RoW, between the LNG tanks and the Irving Refinery, the area to be cleared and re-contoured would generally be a change in habitat type from forest to open field.

A *significant adverse residual environmental effect* on the Terrestrial and Wetland Environments is one that alters terrestrial and/or wetland habitat in such a way as to cause:

- a change or decline in the ecological function of that habitat; or
- a change or decline in the distribution or abundance of a rare plant or animal population that is dependent on that habitat, such that natural recruitment would not restore the community to its original level within one generation.

With regard to rare vascular plant species (ranked S1, S2 or S3 by ACCDC, and by the New Brunswick Department of Natural Resources as "May Be At Risk" or "Sensitive"), a *significant adverse residual environmental effect* is one that alters the terrestrial habitat such that that the long-term survival of the species population is substantially reduced as a result.

A *significant adverse residual environmental effect* on any threatened or endangered species listed by the federal Species at Risk Act or the NB Endangered Species Act is one that results in the loss of any individual of these species, or the permanent loss of critical habitat for these species.

Environmental Effects Analysis

Site preparation work for the land-based components of the Project would include clearing and grubbing for the RoW which would contribute to habitat fragmentation. The trenching and pipeline installation activities would provide temporary barriers to wildlife movement. During operation, RoW vegetation maintenance or repairs to the pipeline could reduce habitat quality,

cause direct mortality to plants and wildlife, or result in habitat fragmentation. Decommissioning activities are similar to those associated with construction, but site reclamation after abandonment would create the potential for any habitat fragmentation to be reversed over the long term.

Impacts on the terrestrial environment could be limited by minimizing the area to be cleared, which the Project layout and engineering design have taken into consideration by locating the pipeline RoW and LNG facilities adjacent to existing features, where possible. Most of the affected land would be shrub and edge habitats with a small portion of mature coastal forest.

The proposed pipeline route was selected to avoid all but two wetlands, the 2.4 ha Canaport pond wetland and a 0.5 ha fen located along the pipeline, 1.2 km north of Red Head Road. The only important wetland in the Assessment Area is Red Head Marsh; however, no activities or components of the works would be located within 30 m of the marsh. The required realignment of the outlet from the Canaport stream would be designed to maintain the elevation and function of the wetland. Due to bedrock on either side, trenching would be needed where the pipeline crosses the second, smaller wetland. There could be adverse environmental effects of a trenched crossing but these could be mitigated with protective construction techniques, and the function of the wetland maintained.

Given that no plant species of special conservation concern have been found, the effect on rare plants is considered not significant. The potential for loss of wood turtle habitat could be mitigated through the same measures used to moderate the potential effects on fish habitat, in particular by restricting the amount of disturbance to the ground and vegetation within 30m of stream banks. Increased vehicle traffic on Red Head Road in all phases could result in the avoidance of the usual habitat or restrict wildlife from crossing the road. The report indicates that there is no critical habitat along the Red Head Road and any wildlife using the area is likely acclimatized to traffic noise.

Previous industrial and commercial activities in Saint John have had, and continue to have, an effect on terrestrial and wetland habitats within the vicinity of the Project. The cumulative existing and proposed loss of terrestrial habitats in the Mispec Point area is approximately 20% of the land base. The LNG storage tanks would remove approximately 15 hectares of shrub and forested habitats. Establishment of the LNG pipeline would alter much of the 9 km long, 18 m wide RoW from forest and shrub habitat to grasslands. An additional 12 m width of RoW for the Orimulsion® pipeline will add to the total area lost in the vicinity of the Project. Locating the facilities beside existing areas of disturbance and routing the pipeline RoW so it lies immediately adjacent to existing linear corridors could mitigate the potential cumulative effects of habitat change and fragmentation.

Significance

Mitigation measures to prevent or minimize possible adverse affects would be addressed in the EPP. With planned prevention and mitigation, the cumulative environmental effects of the Project on Terrestrial and Wetlands Environments are predicted to be not significant.

Follow-up

All construction activities would require inspection and monitoring to ensure that erosion control structures were properly installed, maintained and removed. An on-site environmental inspector would be present during construction to ensure that the EPP and conditions of the Watercourse and Wetlands Alterations Permits were met, and planned mitigation measures carried out. In addition, open pipeline trenches would be inspected to ensure that no wildlife became trapped or buried.

A follow-up plan will be implemented in association with the two wetlands, with monitoring to occur at 3 years and 5 years following the Orimulsion® pipeline construction, and following the natural gas pipeline construction. The Orimulsion® pipeline follow-up could result in changes to construction practices if the planned techniques, identical to those planned for the natural gas pipeline, did not work. A follow-up program will also be implemented for the Canaport pond, three and five years following construction of the new outlet, in addition to the follow-up program required for any HADD Authorization and any follow-up required pursuant to CEAA.

During inspection, any mitigation measures that are identified to be ineffective or in disrepair would be remedied as soon as possible. Any loss of wetland function would be reported to NBDELG and Environment Canada for discussion of possible remedial action.

f) Migratory Birds

"Migratory Birds" refers to birds listed in the Migratory Birds Convention Act that occur in the Project vicinity for at least part of their life cycle.

Bird habitat located within the limits of clearing for the proposed LNG facilities and Orimulsion® pipeline is assumed to be a permanent habitat loss. However, in the case of the gas pipeline RoW, between the LNG tanks and the Irving Refinery, the area to be cleared would generally be a change from forest to field habitat.

A *significant adverse residual environmental effect* on Migratory Birds is one that alters critical bird nesting, foraging or migration habitat in such a way as to cause:

- a change or decline in the ecological function of that habitat; or
- a change or decline in the distribution or abundance of migratory bird populations in the Fundy Coast Eco-region or Bay of Fundy that are dependent on that habitat, such that natural recruitment would not restore the community to its original level within one generation.

Environmental Effects Analysis

Marine construction and pier operation activities have the potential to result in avoidance by marine migratory birds. Site lighting and lights from vehicles and heavy equipment may disorient migrating birds or attract them to the construction area. The planned schedule will avoid the peak migration period of scoters and other sea ducks, and down-shielded lighting will be used where safety and navigation considerations permit. LNG storage tanks will be

approximately 55 m high, lower than structures typically associated with bird strike problems. If bird mortalities are noted, Irving will discuss diversion techniques with the Canadian Wildlife Service.

Establishment of the LNG and Orimulsion® pipelines would alter much of the RoW from forest and shrub habitat to grasslands. Routing the pipelines along similar alignments, and so that both alignments were located primarily within the existing easement for the transmission lines, could mitigate this potential effect. The LNG facilities will remove approximately 15 ha of shrub and forested habitats. Locating the facilities beside existing areas of disturbance could mitigate the potential cumulative effects of habitat loss and fragmentation.

Some past and current projects such as Canaport and the Orimulsion® Project have affected wetlands; however, it is unlikely that those wetland habitats were highly productive for waterfowl breeding, given what is known about these habitats before development. No productive loss of productive waterfowl habitat is expected as a result of the Project.

Project-related accidents, malfunctions and unplanned events that may have an adverse effect on terrestrial and marine migratory birds include marine vessel accidents, hazardous material spills, spill of LNG and/or Orimulsion® in the marine environment, vehicular accidents (*i.e.*, collisions with birds) and forest fires. The report considers these scenarios and possible mitigation, including preventative measures and rapid response.

Significance

Mitigation measures to prevent or minimize possible adverse affects, identified in the report, will be addressed in the EPP. With the proper environmental protection practices, the cumulative environmental effects of the Project on Migratory Birds are predicted to be not significant.

Follow-up

An on-site Irving environmental inspector would be present during construction to ensure that the EPP and Conditions of Approval are met. The status of scoter migration will be determined at the beginning of construction and, if present, monitored for interactions with construction. Due to the relatively low bird activity at the pier location observed during the winter season, monitoring during winter operation of the pier is not warranted.

Appendix G of the report adds that in the event that early April construction is required, in concert with the Pt. Lepreau Bird Observatory, early morning monitoring would occur when scoters are known to be in the area.

g) Commercial Fisheries

"Commercial Fisheries" refers to commercial fishing activities adjacent to the proposed terminal and pier, as well as in the Outer Saint John harbour up to the entrance of the shipping lanes. The assessment includes the potential effects on commercial fisheries of an LNG accident in the Bay of Fundy shipping lanes. EIA considers all vessels currently or seasonally fishing within this

assessment area and the economic value of their total catch, as well as the resources within the (considerably larger) DFO-designated fishing zone for which fishers hold licenses.

A *significant adverse residual environmental effect* would be one that results in an unmitigated or non-compensated net loss of Commercial Fisheries as a result of the Project. This may consist of a residual environmental effect that alters commercial fishing activities or fisheries resources in quality or extent that results in:

- fishers unable to fish in their commercially licensed area for one fishing season or more;
- fishers unable to pursue economical fishing activities to earn a livelihood in the zoned fishing area for which they hold a commercial license for more than one year;
- fishers unable to carry out fishing activities for more than one fishing season; and/or
- a fisher subjected to personal injury or loss of life.

Long-term, Project-related sharp declines in fishery resources, differentiated from declines attributable to natural variation or overfishing, would also be considered significant.

There is no specific legislation aimed at protecting marine fisheries resources for commercial purposes; the protection of marine resources generally falls under the Fisheries Act and the Oceans Act. Marine resources are also protected by legislating fishing quotas, fishing seasons, and gear and vessel restrictions.

Environmental Effects Analysis

Irving Oil Limited owns the water lot surrounding the proposed LNG facility. Fishing is allowed in this area provided it does not interfere with the operation of the Irving Canaport facility. The key area of interest is the lobster fishery and the potential for lobster trap damage or loss.

Pier construction activities would be scheduled for outside of fishing season, where practical, and fishers would be consulted on the planned activities. An exclusion zone would be in place as required during the proposed 9-month pier construction period.

Vessel transportation of construction material or potential disposal of dredged material could partly occur outside the Irving water lot, resulting in the temporary loss of access to certain fishing grounds. Irving would consult with fishers and regulators to select the most appropriate routes, lanes and corridors.

During operation, marine vessel traffic would consist primarily of the tankers and tugs but could also include maintenance equipment for the proposed pier. Designated shipping lanes, approaches (from the end of the shipping lanes to the pier), vessel turning basins and anchorages would be used. Fishers would be given advance notice of vessel arrivals and departures.

The decommissioning of the pier would have similar adverse effects as with its construction, such as vessel transportation and potential blasting/dredging to remove piles. Abandonment would result in positive residual environmental effects with new fishing grounds provided as a result of the removal of the pier.

Accidents, malfunctions and unplanned events, although unlikely, could potentially result in significant adverse environmental effects. LNG-related potential accidental events in Bay of

Fundy shipping lanes were determined to be not significant to the Marine Environment and therefore would not affect Commercial Fisheries beyond possible damage to any fishing gear on the water surface. Adverse effects may result in the unlikely event of a catastrophic Orimulsion® spill during off-loading at the pier, and accidental releases of other hazardous materials could result in the establishment of temporary exclusion zones around fishing grounds, taint shellfish or contaminate fishing gear. However, the EPP would contain spill response and contingency plans for the marine environment, and planned mitigation would reduce the potential for accidents to occur.

Cumulative effects of existing and Project-related vessel traffic, including marine traffic to Saint John Harbour and the Canaport monobuoy, could change the accessibility of fishing grounds for fishers and possibly damage fishing gear. However, planned mitigation (implementation of exclusion zones) would enable fishers to avoid loss of gear or damage. In periods of exclusion, fishers could pursue fishing elsewhere in their license area.

Compensation for lost or damaged fishing gear outside the exclusion areas will be considered on a case-by-case basis. No allowance will be provided to compensate fishers for lost or damaged gear within the exclusion zones.

Significance

The residual environmental effects on Commercial Fisheries, including cumulative environmental effects, are rated as not significant for all of the Project activities assessed. The exception is Accidents, Malfunction and Unplanned Events that could have significant adverse effects but are considered unlikely to occur.

Follow-up

Irving will make available to fishers all Project information that may relate to fishing on the Irving water lot for each phase of the Project. If a Fisheries Act authorization is required for the marine components of the project, follow-up monitoring with local fishers may be required. Annual reporting by Irving of Project-related claims to damaged fishing gear outside of exclusion zones and vessel traffic lanes may also be required, as well as monitoring to confirm predictions of the environmental assessment.

h) Health and Safety

Health and Safety was selected as a VEC primarily due to concerns about potential health and safety risks to the public and workers associated with potential LNG-related accidents, malfunctions and unplanned events, as well as those associated with emissions, and accidents involving personal injury (worker and public). Marine tanker and vehicle traffic-related accidents were also of concern.

A *significant adverse residual environmental effect* would occur where serious injury (e.g. permanently disabling) or loss of life could arise as a result of an accident, malfunction or unplanned event.

Environmental Effects Analysis

The environmental effects of the proposed Project on public and worker health and safety are determined largely by the proposed design of the facility as well as local atmospheric and weather conditions. Conventional activities of the Project are not expected to have significant Health and Safety effects, largely due to Health, Environment, and Safety Management System (HES management), inherent safety features and planned mitigation.

Construction activities would be conducted almost entirely within the Project footprint and members of the public would not have unsupervised access to construction sites. As such, the public would not be exposed to most activities that could otherwise affect Health and Safety.

According to the report, with planned mitigation the only potential Health and Safety effects would be as a result of Accidents, Malfunctions and Unplanned Events. During construction and operation, accidents could be associated with the increase in marine traffic and on-shore vehicle traffic. Road traffic related to the Project has been assessed elsewhere in the report, however, and its effects were determined not to be significant. During operation, the potential for accidents would also be related to the hazards inherent in the handling, storage and processing of LNG and, to a lesser extent, transporting and off-loading Orimulsion®.

Worker health and safety could potentially be affected by noise, dust, hazardous materials, and conventional construction hazards related to hoisting and rigging, working around heavy equipment, excavations, working at height, and welding and cutting. Dust, noise and combustible gases would be emitted at levels that are within regulatory limits and would be expected to result in effects on Health and Safety that are not significant. Worker accidents are addressed by protective legislation and regulations (e.g. Transportation of Dangerous Goods Act) as well as the Irving Health and Safety Plan, Marine Terminal Manual and HES management system.

This Project would be implemented such that all applicable regulations, codes and standards governing public and worker Health and Safety would be met.

Significance

The potential for significant environmental effects to occur on Health and Safety as a result of Accidents, Malfunctions and Unplanned Events would require a large release of LNG, such as a major marine spill or catastrophic failure of a storage tank. Although the environmental effects could be significant, such an event would be very unlikely given the safety record of LNG systems, the Project design, and planned mitigation for LNG spills.

Follow-up

Follow-up activities for each Project phase would be defined in the EPP and would be consistent with the overall Irving HES management system.

i) Land Use

The EIA focuses on potential changes to the use of lands adjacent to all Project areas with regard to property values, insurance and insurability, noise, visual aesthetics and risk of accidents. This includes lands adjacent to any off-site Irving-owned lands required for marshalling yards, as well as Red Head Road and the view from Mispec Beach.

A *significant residual environmental effect* is one where the proposed Project cause a change or disruption that restricts or degrades present land uses, such that the activities cannot continue at current levels and are not compensated for.

Environmental Effects Analysis

Many of the Project activities during construction and commissioning would potentially have environmental effects on current land uses, due largely to the fact that the proposed construction work would result in increased traffic to the Project site. Residential and public land uses in particular could be affected by air, dust and noise, emissions generated by construction equipment and increased vehicle traffic.

Site preparation activities (*i.e.*, clearing and grubbing, blasting, grading) would remove the vegetation in the immediate area of the LNG facility and temporarily disrupt vegetation on the pipeline RoW, as well as having the potential to create dust. The ground-breaking activities would be limited to the area proposed and required for the facility and the pipeline, and would not be expected to have an adverse effect on any aspect of the natural environment.

Current land use on some residential properties along Red Head Road could be temporarily displaced during trenching and pipeline installation, and access to some properties could be temporarily limited. Watercourse crossing with the pipeline could temporarily interact with recreational land use by temporarily restricting access to certain areas of the streams.

There would be long-term implications for Land Use along the RoW, as Federal and Provincial regulations limit some activities (e.g., excavation) within a certain distance of the pipeline in the interests of public safety.

The CSA Z276-01 Code prohibits certain types of land use around LNG facilities and requires exclusion zones for safety purposes. These are consistent with existing land uses.

There is public concern that the presence of the pipeline and LNG facility in the vicinity of homes could result in higher insurance rate and lower property values for homeowners. A recent study by the Interstate Natural Gas Association of America determined that there was no significant effect to sale prices of properties located along natural gas pipelines. A Regional representative of All State Insurance Company confirmed that proximity to industrial facilities (specifically LNG facilities) is not a factor they consider in determining homeowner insurance rates. All aspects of the Project would be constructed to conform with national and international codes and standards, including the establishment of exclusion zones around the facility and extensive safety measures, and the ability to use adjacent residential properties will not be compromised by the Project. The report concludes that it is not likely that insurance rates and property values would be adversely affected.

There is also a concern that the view of the proposed LNG storage tanks would detract from the natural beauty of the area and result in fewer visitors to Mispec Beach. The location of the tanks next to the existing tanks should minimize the visual impact, along with a 50-m tree buffer to mitigate the visual effect from Red Head Road. The tanks would be visible from most of the beach, although the view is distant (2.5 km away). The distant view of the proposed berth and tanker on the horizon would also be somewhat intrusive to the natural setting. The report notes that oil tankers have moored off Mispec Point since 1970 and have become a part of the visual fabric of Saint John's waterfront.

New tanker arrivals during the operation phase would increase marine vessel traffic, and could require safety exclusion zones that could restrict other uses of the marine environment. Other stakeholders and users of the Bay of Fundy and Saint John Harbour would be notified of exclusion zones and all other safety measures.

Activities related to the eventual decommissioning would be similar to those during construction, but less intrusive and the effect on Land Use not significant.

The potential for hazardous materials spills affecting Land Use is considered low, due to the nature of the Project and the planned preventative measures to be included in the EPP. This would be further mitigated by Contingency Plans to respond to such accidents and minimize any effects. Modelling of various accident scenarios has demonstrated that Land Use around the facility would be significantly affected only in the case of a catastrophic event, which is considered very unlikely to occur. The potential adverse environmental effects of an accident or unplanned event on Land Use are rated not significant.

The Canaport facility has been operating since 1970 and the current state of land use issues along Red Head Road and the Mispec area have developed in conjunction with that facility.

Significance

The residual environmental effects of the Project on Land Use, including cumulative effects, are rated as not significant.

Follow-up

No follow-up or monitoring is recommended in the report.

j) Archaeological and Heritage Resources

"Archaeological and Heritage Resources" refers to any physical remnants found on top of and/or below ground (including the sea floor) that inform us of past human interaction with the physical environment, including Architectural Site and Historic Places. Palaeontological resources (fossil-bearing rocks) related to the biophysical heritage are also considered.

Archaeological and Heritage Resources were selected as a VEC in recognition of the interest of potentially affected First Nations, the general public as a whole, and provincial and federal

regulatory agencies. The significance of environmental effects depends largely on the significance of the archaeological or heritage resources that may be affected.

A *significant adverse residual environmental effect* is a Project-related disturbance to or destruction of all or part of an archaeological or heritage resource considered by provincial regulators to be of major importance (due to its rarity, undisturbed condition, spiritual importance, or research importance) and that cannot be mitigated.

Environmental Effects Analysis

Archaeological and Heritage Resources are relatively permanent features of the environment, but are highly susceptible to ground-disturbing activities (e.g. construction activities) at any time of year. However, archaeological fieldwork to mitigate adverse effects is more easily carried out between late spring and early autumn when ground conditions are favourable.

The archaeological survey of the proposed Project area has identified certain areas where the potential exists for significant archaeological resources. It is generally recommended that an archaeologist test and/or review any such areas that appear as if they would be affected by construction activities, such as where the pipeline would cross a watercourse. The gravel beach terrace on the western edge of the Project property, in particular, has been identified as having high archaeological potential. At present, it is not anticipated that that it would be affected by construction. Once construction plans were finalized, it would be determined whether the beach and terrace at the northeast would be affected. If not, the report states that a buffer zone would be established during construction; if it would be affected then appropriate mitigation including archaeological testing should be carried out before disturbance.

There are three known shipwrecks off the Mispec coast, but their exact location has not been determined. Excavation work at the pier location has the potential to affect any shipwrecks in the Mispec area; however, no shipwrecks were observed in a review of photographs and video of this area of the sea floor undertaken as part of the marine habitat survey.

At this time it has not been determined whether any of the WWII bunkers or features at Mispec Point would be affected by the Project. Though part of the Saint John Defensive Network, a provincial Historic Site, these have not been well documented. Irving would conduct an inventory of the features before the Project commenced. If it appeared that any of these would be affected, officials of the provincial Heritage Branch would be kept informed as they have requested.

There is the potential for significant palaeontological resources in certain areas of bedrock within the vicinity of the Project. A palaeontologist would be given the opportunity to examine any bedrock excavated from the trench or RoW in these areas before it was disposed of or reburied. Geotechnical testing before construction would likely show where bedrock may be encountered along the pipeline route.

Accidents, malfunctions and unplanned events could significantly affect Archaeological and Heritage Resources but are considered unlikely to occur. Most accidents that would result in additional groundbreaking would take place within the pipeline RoW or at the LNG facilities, where the heritage survey had already taken place and where disturbance would have occurred

during construction. Forest fires and the failure erosion control features are considered unlikely with planned mitigation. Accidental spills requiring clean up are most likely to occur within the footprint of the RoW where vehicles and equipment would be used and parked. Due to precautions taken by contractors, spills tend to be infrequent and minor, requiring only limited groundbreaking in mitigation. Vehicle movement outside the RoW is not anticipated to have an adverse effect. The limits of the RoW and LNG facility would be clearly marked and an Environmental Protection Plan (EPP) would address what Project personnel should do if a heritage resource was unexpectedly encountered.

Significance

The residual environmental effects of the Project on Archaeological and Heritage Resources, including cumulative effects, are rated as unlikely and not significant.

Follow-up

Appendix G of the report states that if a suspected archaeological/heritage resource were encountered during construction, the procedures to be described in the EPP would be followed, including the cessation of construction activities in the area of the discovery and contacting the provincial regulating agency of archaeological resources.

k) Aboriginal Land and Resource Use

Aboriginal Land and Resource Use was selected as a VEC to evaluate any potential environmental effects on the current use of land and resources for traditional purposes by Aboriginal persons as required under the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA).

A *significant residual environmental effect* on Aboriginal Land Use is any medium or long-term Project-induced change in the current use of adjacent land for traditional purposes by Aboriginal people or communities.

A *significant residual environmental effect* on Aboriginal Resource Use is a medium or long-term Project-induced change in the current use of resources for traditional purposes by Aboriginal people or communities.

Environmental Effects Analysis

The report states that given that there are no known current Aboriginal uses of land and resources in the assessment area, there are no known interactions of the proposed Project with this VEC. Therefore, the potential environmental effects are rated as not significant and no additional mitigation or follow-up is recommended, although Irving would continue to consult with the Union of New Brunswick Indians and other First Nations Groups.

l) Road Transportation Network

Road Transportation Network has been selected as a VEC of the proposed Project because of its importance to the safe transportation of the public and Project workers, and for timely emergency response. As well, the public has expressed concern that Project-related use of Red Head Road could affect the rate of erosion and loss of land near the shoreline. The EIA report focuses on the Red Head Road and its feeder roads, where Project-related traffic could leave the most substantive impact.

Note: the report used a measurement of traffic conditions as defined by the Transportation Research Board. Six levels of service are designated by the letters A to F, with A being the best traffic flow conditions and F being the worst.

Environmental Effects Analysis

During construction, a variety of land-based activities would require the transportation of equipment, materials and personnel to and from Canaport, and to access points along the proposed pipeline route. Similar transportation requirements would exist in decommissioning. During operation of the facility, Project-related traffic would be limited to personnel, deliveries, equipment transport and maintenance activities.

Construction traffic could affect road infrastructure. Irving Oil Limited would work with the City of Saint John to identify planned traffic and maintenance requirements, and would observe Provincial and City weight restrictions. Delivery of heavy material and equipment would be by marine transport where practical.

The Road Transportation Network is anticipated to operate efficiently during the peak construction phase, and throughout the life of the Project. Levels of service are expected to continue to remain overall at very good to excellent, with no significant delays and the lowest turning movement operating at level C. Irving would implement traffic management mitigation measures including car pooling, staggered shift hours, bussing, alternate transport for equipment, and employee awareness of speed limits.

During all phases, there would be a potential for Project-related traffic to be involved with vehicular accidents. Based on the predicted traffic volumes, there should be no significant increase in accident frequency or accident severity. Accidents that did occur would have a temporary environmental effect on traffic flow, especially during peak periods. Traffic flow would be disrupted and some delay experienced by motorists in the area.

Significance

The potential environmental effects of the Project on the Road Transportation Network, in all phases and overall, are rated as not significant.

Follow-up

The report recommends that traffic flow at the Bayside Drive/Red Head Road and Red Head Road/Canaport Access Road intersections should be monitored periodically during peak travel

periods. Minor adjustments to phasing/timings of the Bayside Drive/Red Head Road signal could be appropriate to reflect directional traffic flow. If delays were experienced at Red Head Road/Canaport Access Road during the Construction phase, a flag person could be used during the evening peak traffic flows.

m) Labour and Economy

"Labour" refers to direct employment by the Project as well as the indirect creation of jobs in other sectors.

"Economy" refers to the spin-off benefits to other sectors of the local and provincial economies from Project expenditures on material and services, as well as from the labour income generated.

A *significant adverse residual environmental effect* for labour is one that results in long-term negative changes to current employment statistics in the Saint John area or New Brunswick as a result of the Project.

A *significant adverse residual environmental effect* for economy is one that results in a long-term decline in economic activity in the Saint John area or New Brunswick as a result of the Project.

Environmental Effects Analysis

The report states that virtually all activities in all Project phases would result in employment and business expenditure. Benefits effected by direct and spin-off employment and contracting are determined using the Statistics Canada Input-Output Model Inverse Matrix Industry Sector Multipliers for New Brunswick.

The Project would create approximately 551 person-years of direct employment during the planned 42 months of construction. The preliminary estimate of the costs of all Project construction is $750 million. The direct labour income of $26.4 million would spin-off another $14 million in indirect expenditures from the personal consumption activities of the Project workers. Spin-off jobs in other industrial and service sectors of the economy are projected to be 257 person-years. Direct expenditures on materials, equipment and services of $362 million have been estimated, with an anticipated spin-off of another $211 million in indirect expenditures within the province.

Plant staff requirements through the operations phase have been identified as 20 employees per week, based on a rotation of five per shift, 24 hours per day and seven days per week. Over 30 years this comes to 600 person-years, which would spin-off 117 person-years of employment in other sectors. The full-time operations staff would either be hired locally or new residents would be brought into the area. In either case, with unemployment rates of 8.2% in Saint John and 10.4% in the province, these jobs should be filled easily without stress on the labour supply.

Decommissioning and abandonment of the facility would generate employment and expenditures on labour and work services, and would spin-off additional labour and expenditure activities in other sectors similar to those for the construction phase. The eventual closure of the Project facilities, however, would end the long-term employment associated with the operation and the

spin-off benefits. Accidents, malfunctions and unplanned events could result in temporary or permanent facility closures. Proposed mitigation for temporary or permanent closure includes temporary employment insurance and re-employment programs provided by federal and provincial governments. With such mitigation, the residual environmental effects on Labour and Economy are rated not significant.

Significance

The residual environmental effects of the Project on Labour and Economy are rated as positive for the Construction and Commissioning, and Operation phases, and as not significant for the Decommissioning phase. Temporary or permanent losses of operations jobs and economic activity could occur due to accidents, malfunctions or unplanned events, and the Project's eventual decommissioning. According to the report, these would not result in long-term negative changes in employment or a long-term decline in the economy of Saint John or New Brunswick.

Follow-Up

The report recommends that governments implement temporary employment insurance and re-employment programs, if and when required, to mitigate residual effects of decommissioning or an unplanned stoppage.

n) Vessel Navigation

The EIA report focuses on marine traffic in the shipping lanes (for LNG tankers) and in Saint John Harbour (both LNG and Orimulsion® tankers) from the end of the shipping lanes to the pier at the Canaport facility, as well as within the existing Irving water lot. The annual vessel activity for the Project is estimated at 80-120 LNG tanker arrivals per year and 14 Orimulsion® tanker arrivals per year.

A *significant adverse residual environmental effect* would occur where increases in marine vessel traffic would lead to a significant accident and subsequent release of the ship's cargo to the environment; or a long-term (greater than 1 year) or permanent change in established marine vessel routes; or a change in marine vessel access to areas normally available in the Port of Saint John.

Environmental Effects Analysis

Over the proposed 42 months of construction and commissioning, approximately 20-30 barge trips are estimated for delivery of construction materials. This low level of activity would not be expected to disrupt marine vessel movement. Pier construction is estimated to take 9 months, during which time an exclusion zone would protect marine vessels in the construction area. The level of marine vessel activity estimated for the Project's eventual decommissioning and abandonment would be similar to the construction and commissioning phases.

During Project operation, marine traffic would consist primarily of LNG tankers, Orimulsion® tankers and tugs, representing approximately 8% of overall commercial harbour traffic, although the increase in the traffic in the Canaport area would be considerably more since currently only

approximately 70 very large crude carriers and approximately 14 fishers use the area near Mispec Point. No other cargoes are contemplated for the pier at this time, and vessels will not be re-fuelled at the pier. An exclusion zone could be put into effect when a tanker approaches or is moored at the pier. Exclusion zones would be expected to fall within the existing Canaport water lot and be of 24-36 hours duration for each tanker arrival. Stakeholders *(i.e.*, local fishers) would be advised in advance of restricted access to the area. Irving has committed to dialogue with fishers in the vicinity of the pier on planned approaches and the timing of ship movements.

Project-related activities would result in a marginal increase in marine vessel traffic density in Saint John Harbour and the Bay of Fundy, with the intermittent exclusion of marine vessels from the immediate vicinity of the pier and within the existing Irving water lot. There could be a slight increase in transit time for vessels in the Canaport area and a potential for delays, but such an increase could be managed by the MCTS operated by the Canadian Coast Guard. Public and fisher access to areas which currently have unrestricted access would not change substantively, although there would be some restrictions on vessel movement for which advance notice would be given.

Safe management of marine vessel traffic in the Port of Saint John and in the Bay of Fundy is well established, and governed by proven shipping policies and procedures. The LNG and Orimulsion® shipping industry has an excellent safety record, which is detailed in the EIS report, and rigorous criteria would be used to select the tankers that would deliver to the pier. Crews and operators would be trained to high standards, and officers selected for Orimulsion® tankers would be proficient in both English and the predominant language of the crew.

Marine vessel traffic accidents are potential but unlikely to result from Project-related activities at any phase of the proposed Project. The report states that any such accidents would cause only a temporary loss of access or alteration of navigation routes as a result of exclusion zones established in response to potential leaks or spills.

A catastrophic failure of a LNG tanker or LNG containment in a tanker is not considered a credible event given the design of the LNG tankers and their marine safety record, and the mitigation planned for the shipment of LNG. LNG and Orimulsion® accidents and spills of the magnitude to potentially affect marine vessels in the Port of Saint John are considered highly unlikely to occur.

The increased Project-related tanker traffic would have the potential to interfere with shipments of crude oil to the Canaport facility and with Orimulsion® to the pier. However, the Coleson Cove Generating Station Conversion EIA concluded that there would be no effect of Orimulsion® shipments on marine vessel traffic. The largest potential cumulative environmental effect would be related to crude oil tanker traffic to the Canaport monobuoy during operation.

The Canaport facility is also owned and operated by Irving Oil Limited, and crude oil shipments to Canaport have been safely received since 1970: a high level of cooperation would exist between the Canaport and the Project, and communication protocols and procedures are already well established. The nominal increase in tanker traffic associated with the Project would not result in unmanageable environmental effects to Vessel navigation. It should be noted that

pilotage is provided for all crude oil tankers and would be provided for LNG and Orimulsion tankers by the Atlantic Pilotage Authority/ Saint John Harbour Pilots.

Significance

The residual environmental effects of the Project on Vessel Navigation, including cumulative environmental effects, are rated not significant.

Follow-Up

As referenced in Appendix G of the report, a Marine Terminal Manual would be prepared in consultation with the Saint John Port Authority, APA/Saint John Harbour pilots, the Canadian Coast Guard and Transport Canada. It would outline the specific procedures for managing marine vessel traffic in Saint John Harbour and at the pier, including the establishment of exclusion zones. Monitoring or follow-up programs are not proposed. A follow up program may be a requirement of the Navigable Waters Protection Act approval for the construction – operation of the marine terminal. As well, Irving has proposed to consult with stakeholders (e.g. fishers) of routes and exclusion zones.

o) Effects of Environment on Project

The definition of "environmental effect" under the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA, Section 2(1)) includes "any change to the Project that may be caused by the environment." The types of environmental activities that could have an effect on the Project include severe weather, climate change, Red Head Road slope stability, acid rain/acid fog, and forest fires.

A *significant residual effect* of the environment on the Project would be one that would result in:

- a long-term interruption in service;
- a substantial loss of the Project schedule;
- damage to infrastructure such that public health and safety is at risk; and/or
- damage to infrastructure that would not be technically or economically feasible to repair.

Effects Analysis

Materials specified for construction of the Project would comply with all applicable Codes and would maintain structural integrity under the anticipated conditions of weather and climate, including the corrosive effects of long-term exposure to salt sea spray.

High winds, dense fog, rain or snow could potentially affect the transfer of fuel at the pier. If sea conditions did not allow safe operation, tankers would not be allowed to dock or remain but would be dispatched to Port of Saint John anchorages.

Construction activities related to the Project could also be postponed; however, the proposed schedule does allow for weather conditions typical for the region. The EPP would include

provisions for site drainage and sedimentation and erosion controls to mitigate the effects of flooding.

A section of the Red Head Bluffs has a history of erosion and slope failure. The City is aware of the potential for effects on residential land use and the Red Head Road and is contemplating construction of a bypass road but has no plans to proceed. The report states that given that the instability exists on a City road, Irving Oil Ltd. cannot reasonably be expected to be responsible for property damage that may occur as a result of this pre-existing condition.

The predicted temperature increase resulting from Climate Change would not result in an effect of the environment on the Project. Although there is the potential for a slight increase in the number of delayed transfers resulting from an increase in storm events or storm duration, the increase in precipitation would not be a limiting factor in Project operations. The marine terminal would be designed to account for the maximum predicted increase in mean sea level, while land-based Project facilities would not be expected to be affected.

Significance

Professional engineers would design the Project to withstand the effects of the environment, applying good engineering practices and various Codes and Standards. The environment could potentially affect construction activities, fuel transfer, and natural gas send out; however, flexibility in scheduling is considered adequate to address these concerns. While an earthquake with a magnitude substantively greater than the design-base earthquake for the structures could have a significant effect, it is extremely unlikely. Overall, given the planned mitigation measures, all residual effects of the environment on the Project are predicted to be not significant.

5. CONCLUSION

Based on the results of the environmental impact assessment, the report concludes that the Project would not result in likely significant adverse environmental effects following the application of identified mitigation.

The complete EIA report is approximately 775 pages long (not including appendices) and contains extensive detailed information, maps and tables. For those interested in reviewing the full EIA report, copies have been placed at the locations indicated below:

- Department of Environment and Local Government, 20 McGloin Street, Fredericton, NB
- Department of Environment and Local Government, 8 Castle Street, Saint John, NB
- Bayview Convenience, 1197 Red Head Road, Saint John, NB
- Care Centre, McAllister Place, 519 Westmoreland Road, Saint John, NB
- City of Saint John, 15 Market Square, 10th Floor, City Hall, Saint John, NB
- Saint John Regional Public Library, 1 Market Square, Saint John, NB
- SNB Centre – Saint John, 15 King Square North, 1st Floor, Saint John, NB

6. OPPORTUNITIES FOR PUBLIC COMMENT

Following the release of EIA documentation for review, the public is invited to comment on the report and attend the public meeting which is scheduled as follows:

JUNE 29, 2004 beginning at 7:00 PM
At the SIMONDS LIONS AUDITORIUM
185 Loch Lomond Road, Saint John, NB

To register to make a presentation at the public meeting, please contact the Department of the Environment and Local Government (DELG) at (506) 453-3700 (collect). The public meeting will also provide opportunity for general comments.

To submit written comments, which should be received on or before July 14, 2004 or 15 days following the date of the public meeting, please forward them in the official language of your choice to:

Project Assessment Branch – Irving LNG Project
C/O the Department of Environment & Local Government and the Canadian Environmental Assessment Agency
P.O. Box 6000 (20 McGloin Street), Fredericton, NB E3B 5H1
Tel: (506) 444-5382, Fax: (506) 453-2627, Email: EIA-EIE@gnb.ca

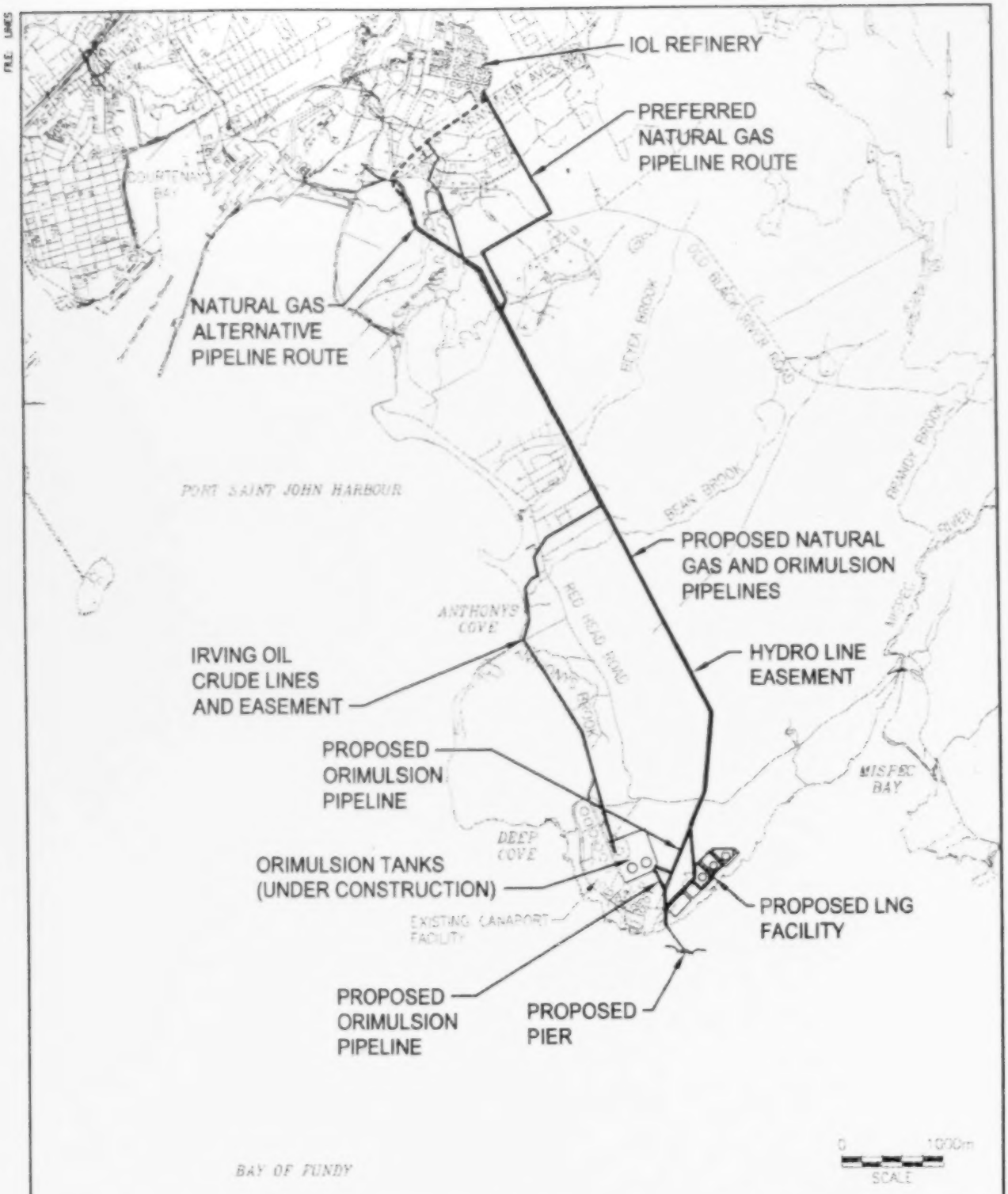
At the end of this period, a summary of public input will be prepared and made available to the public. At any time after this date, the provincial Cabinet may make a decision relevant to the Project.

7. CONTACT INFORMATION

- For further information concerning the EIA process, please contact:
  Germaine Pataki-Theriault, Project Manager
  Project Assessment Branch, Department of the Environment and Local Government
  P.O. Box 6000, Fredericton, NB E3B 5H1
  Telephone: (506) 444-5382, Fax: (506) 453-2627, Email: germaine.pataki-theriault@gnb.ca

- For further information regarding the public consultation process, please contact:
  Michelle Daigle, Public Consultation Coordinator
  Educational Services Branch, Department of the Environment and Local Government
  P.O. Box 6000, Fredericton, NB E3B 5H1
  Telephone: (506) 453-3700, Fax: (506) 453-3843, Email: michelle.daigle@gnb.ca

- For further information on the proposed LNG Project, please contact:
  Michael Hanrahan
  Irving Oil Limited
  Saint John, New Brunswick E2L 4H6
  Telephone: (506) 202-2000, Fax: (506) 202-3121



GENERAL ARRANGEMENT OF KEY PROJECT FEATURES CANAPORT LNG PROJECT

Date:	Scale:
2004 02 06	1 : 50 000
Job No.:	Fig. No.:
15089	2.1

Jacques Whitford
Consulting Engineers
Environmental Scientists

THIS DRAWING IS THE PROPERTY OF JACQUES WHITFORD AND IT SHALL NOT BE USED OUT, COPIED OR DUPLICATED FOR THE USE OF ANOTHER BUT SHALL BE USED ONLY BY THE RECIPIENT FOR THE PURPOSE TO WHICH IT REFERS.

New Nouveau Brunswick CANADA

News Release Communications New Brunswick

Environment and Local Government

Irving Oil LNG Project receives EIA approval (04/08/10)

NB 855

Aug. 10, 2004

FREDERICTON (CNB) - After an extensive review, the provincial government has decided to give approval to Irving Oil Limited to proceed with the development of a liquified natural gas (LNG) facility subject to 24 conditions. The announcement was made today by Premier Bernard Lord, Environment and Local Government Minister Brenda Fowlie and Energy Minister Bruce Fitch.

"This project will ensure Saint John's place as the energy hub in Eastern Canada," Lord said. "We are confident that if Irving Oil Limited goes ahead with this project, New Brunswick will have the first LNG marine terminal and multi-purpose pier in all of Canada."

Premier Bernard Lord - Video: (Original) (Translation) Audio : (WMA) - (more audio/video)

Irving Oil Limited plans to construct and operate an LNG Marine Terminal and Multi-Purpose Pier at Mispec. The proposed project includes three LNG storage tanks, associated infrastructure, a re-gasification plant that will allow the LNG to return to a gaseous state and a marine terminal for the receiving and unloading of LNG from ships. It is a natural gas, primarily methane, which has been cooled to its liquid state at minus 162.2°C

"This project has undergone an extensive review by municipal, provincial and federal government agencies as well as the public," Fowlie said. "We believe the conditions placed on this approval provide the safeguards needed to ensure the facility will be constructed and operated in an environmentally sound manner."

Included in the 24 conditions is the requirement for several documents to be submitted and reviewed by various agencies such as an environmental protection plan, an oil pollution emergency plan, a site security plan, a marine simulation exercise and a marine terminal manual, in addition to provisions for an emergency evacuation plan.

Irving Oil Limited shall also provide for a dedicated Environmental Monitoring and Compliance Officer and expand the membership of the Community Environmental Liaison Committee and develop a tracking database that will be accessible to this liaison committee to track compliance with all permit and approval conditions.

"This is a great announcement for the energy sector in our province," Fitch said. "It is important for many reasons, not the least of which is the supply of natural gas that it secures for homes and business in our province. We believe the benefits that will result from an LNG terminal and multi-purpose pier will reap great benefits for our province for many years to come."

Documents related to this project, including the complete list of EIA conditions, the summary of public participation and the report of the independent panel, are available online at: http://www.gnb.ca/0009/0377/0002/0008-e.asp or by phoning 506-453-3700.

04/08/10

MEDIA CONTACT: Chisholm Pothier, Office of the Premier, 506 453-2144; Jason Humphrey, communications, Environment and Local Government, 506 453-3700.

04/08/10

Editorial/Web Services
Communications New Brunswick
Fredericton, N.B. CANADA
e-mail:wwwcnb@gnb.ca

CONDITIONS OF DETERMINATION

Irving Oil Limited Liquefied Natural Gas Marine Terminal and Multi-Purpose Pier Project

Under subsection 16(2) of *Environmental Impact Assessment Regulation – Clean Environment Act*, the Lieutenant-Governor in Council, having considered the report and the recommendation of the Minister under subsection 16(1), gives his approval to the Irving Oil Limited Liquefied Natural Gas Marine Terminal and Multi-Purpose Pier Project as described in the document "Environmental Impact Statement Liquefied Natural Gas Marine Terminal and Multi-Purpose Pier" dated March 23, 2004, subject to the following conditions:

1. Irving Oil Limited shall obtain all approvals required under other applicable Federal and Provincial Acts or Regulations and be in compliance with all applicable codes throughout the Project.

2. Commencement of this Project must occur within three years of the date of this approval. Should commencement not be possible within this time period, the Project must be registered under the *Environmental Impact Assessment Regulation – Clean Environment Act* (New Brunswick Regulation #87-83) again, unless otherwise stated by the Minister of the Environment and Local Government.

3. Irving Oil Limited shall adhere and implement measures to require adherence by all contractors, sub-contractors and workers for this Project, to all obligations, commitments, monitoring and proposed mitigation measures as outlined in the document "Environmental Impact Statement Liquefied Natural Gas Marine Terminal and Multi-Purpose Pier" dated March 23, 2004 (including Appendix G accompanying the document) and any other documents or correspondence prepared and submitted by Irving Oil Limited, or its agents, as deemed applicable by the Minister to this Project. Further, Irving Oil Limited shall submit an Implementation Plan describing how Irving Oil Limited will implement such obligations, commitments, monitoring and proposed mitigation measures to the Director, Project Assessment Branch of the Department of the Environment and Local Government for review and approval in advance of construction.

4. In the event of a modification to the obligations, commitments, monitoring and proposed mitigation measures as identified in Condition #3 above, Irving Oil Limited shall:
    i. request any modification in writing;
    ii. justify each modification relative to site-specific conditions;
    iii. explain how that modification provides an equal or greater level of environmental protection than the original measure; and
    iv. submit to the Director of the Project Assessment Branch, Department of the Environment and Local Government any modification to the obligations, commitments, monitoring and proposed mitigation measures.

5. The portion of this approval respecting the Multi-Purpose Pier is limited to the use of the Multi-Purpose Pier for the purposes of off loading Liquefied Natural Gas or emulsified bitumen (one form of which is known as Orimulsion®) only. Any other proposed uses of the Multi-Purpose Pier shall be subject to registration under the *Environmental Impact Assessment Regulation – Clean Environment Act* (New Brunswick Regulation #87-83).

6. An environmental protection plan (EPP) for construction and operation shall be submitted to the Director of the Project Assessment Branch, Department of the Environment and Local Government for approval prior to the start of construction. A component of this EPP shall itemize the steps that Irving will take to reduce the potential for noise (including nighttime noise) impacts to the surrounding residents and when these steps are implemented. Further, Irving Oil Limited shall ensure work is executed in accordance with the approved EPP. The EPP may be submitted for approval in phases only after a request has been made to and approved by the Director of the Project Assessment Branch of the Department of the Environment and Local Government.

7. The simulation exercise referenced in Section 5.14.5.1.2 of the "Environmental Impact Statement Liquefied Natural Gas Marine Terminal and Multi-Purpose Pier" dated March 23, 2004, referenced in condition #3 above, shall be developed with input from the Atlantic Pilotage Authority, the Saint John Harbour Pilots Association, Saint John Port Authority, Transport Canada Marine Safety and the Canadian Coast Guard. Further, Irving Oil Limited must receive written approval from the Atlantic Pilotage Authority for the adequacy and completion of the simulation exercise prior to initiation of construction of the Multi-Purpose Pier.

8. The Marine Terminal Manual shall be developed in consultation with the Canadian Coast Guard, the Saint John Port Authority, the Atlantic Pilotage Authority, the Saint John Harbour Pilots Association and Transport Canada Marine Safety and submitted to Transport Canada Marine Safety for written approval in advance of any vessels carrying Liquefied Natural Gas or emulsified bitumen (one form of which is Orimulsion®) for delivery to the Multi-Purpose Pier entering the Bay of Fundy. A draft of this plan shall be submitted to the Canadian Coast Guard, the Saint John Port Authority, the Atlantic Pilotage Authority, the Saint John Harbour Pilots Association and Transport Canada Marine Safety six months in advance of the first shipment to the facility. Further, Irving Oil Limited shall require adherence to the approved Marine Terminal Manual as a condition to the acceptance of all vessels at the Multi-Purpose Pier.

9. A detailed oil pollution emergency plan shall be developed by the operator of the oil handling facility and shall be approved by the Executive Director, Regional Environmental Services, Department of the Environment and Local Government prior to any vessels carrying emulsified bitumen (one form of which is Orimulsion®) for delivery to the Multi-Purpose Pier entering the Bay of Fundy.

10. Irving Oil Limited shall fund an Environmental Monitoring and Compliance Officer position for the period of construction and commissioning of the facility, to work out of the Department of the Environment and Local Government Saint John Regional office. The duties of the Environmental Monitoring and Compliance Officer include, but are not limited to, monitoring compliance of commitments made, coordinating reviews of plans among different levels of government and ensuring the public is adequately informed. Specific Terms of Reference shall be developed by the Department of the Environment and Local Government.

11. Irving Oil Limited shall develop a tracking database that can be used to track and document compliance with all material permit and approval conditions and commitments made by Irving Oil Limited, as outlined in the document "Environmental Impact Statement Liquefied Natural Gas Marine Terminal and Multi-Purpose Pier" dated March 23, 2004 (including Appendix G accompanying the document) during the regulatory review process and project design phase. The guidelines for this database shall be developed in consultation with the Project Assessment Branch of the Department of the Environment and Local Government. Once this database is developed and prior to initiation of construction, Irving Oil Limited shall update the database on a monthly basis throughout construction and submit an electronic copy of the tracking database to the Department of the Environment and Local Government, the Environmental Monitoring and Compliance Officer (as required in Condition #10) and the Community Environmental Liaison Committee as referenced in Condition #12 of this document as a means of tracking and documenting compliance throughout construction.

12. Irving Oil Limited shall expand the membership of the Community Environmental Liaison Committee for the construction and operation of the Project to include additional interested stakeholders, including the Saint John Citizens Coalition for Clean Air. Membership, terms of reference, and mandate of the Committee shall be determined in consultation with the Department of the Environment and Local Government.

13. Monitoring and assessment of traffic during construction shall be undertaken in consultation with the Community Environmental Liaison Committee, The City of Saint John Police Department, Traffic Division and The City of Saint John Engineering Department. Remedial measures will be implemented, as required, by Irving Oil Limited.

14. An emergency evacuation plan shall be prepared by Irving Oil Limited and submitted to The City of Saint John Fire Chief and the Director, New Brunswick Emergency Measures Organization, Department of Public Safety for approval prior to the start of operation of the facility. A draft of this plan shall be submitted at least six months in advance of operation of the facility.

15. Irving Oil Limited shall ensure that an alternative site access road on the Canaport property is available for emergency access prior to operation of the facility.

16. Costs associated with first responders' initial and on-going training for emergency purposes associated with the Liquefied Natural Gas facility shall be borne by Irving Oil Limited. This training shall be to the satisfaction of The City of Saint John Fire Chief and shall be similar and current to the training programs for Liquefied Natural Gas facilities in the United States.

17. The Emergency Response Plan shall be submitted to The City of Saint John Fire Chief and the Director, New Brunswick Emergency Measures Organization, Department of Public Safety for approval prior to the start of operation of the facility. A draft of this plan shall be submitted six months in advance of operation of the facility.

18. Irving Oil Limited shall have a site-specific seismic and risk assessment conducted prior to completing the final tank design. Irving Oil Limited shall submit the site-specific seismic and risk assessment to the Director, Project Assessment Branch, Department of the Environment and Local Government for input and approval prior to completing the final tank design.

19. Irving Oil Limited shall maintain an ongoing registry of research findings of LNG behaviour in the marine and terrestrial environment and submit these to Environment Canada on an annual basis. Irving Oil Limited shall adapt facility emergency response, as appropriate.

20. Irving Oil Limited must comply with Transport Canada's new marine security requirements under the International Maritime Organization's (IMO) International Ship and Port Facility Security (ISPS) Code. The requirements under the ISPS Code are being implemented through Canada's Marine Transportation Security Regulations, as well as through amendments to the International Convention for the Safety of Life at Sea, 1974. In accordance with the Marine Transportation Security Regulations, Irving Oil Limited is required to prepare a Port Facility Security Assessment and develop and implement a Facility Site Security Plan prior to the operation of the marine terminal and these shall be submitted to the Director of Security and Emergency Planning - Transport Canada Moncton and the Director, Security & Emergencies Directorate, Department of Public Safety six months in advance of operation of the facility.

21. When equipment siting has been completed, and if the design of the Irving Oil Liquefied Natural Gas import terminal is materially different than the design outlined in the document "Environmental Impact Statement Liquefied Natural Gas Marine Terminal and Multi-Purpose Pier" dated March 23, 2004 (including Appendix G accompanying the document), the consequence analysis modelling conducted by Quest Consultants Inc. for the preliminary siting study for the Irving Oil Liquefied Natural Gas import terminal shall be rerun and the results submitted

to the Director, Project Assessment Branch, Department of the Environment and Local Government for approval prior to the start of operation.

22. Semi-annual operational reports shall be filed with the Chief Boiler Inspector, Inspection Services, Department of Public Safety to identify changes in facility design and operating conditions, abnormal operating experiences, activities (including vaporization quantities, boil off/flash gas, etc.) and plant modifications including future plans and progress thereof. Abnormalities shall include, but not be limited to: storage tank stratification or rollover; geysering; storage tank pressure excursions; cold spots on the storage tanks; storage tank vibration and/or vibrations in associated cryogenic piping; storage tank settlement; significant equipment or instrumentation malfunctions or failures; non-scheduled maintenance or repair (and reasons therefore); relative movement of storage tanks inner vessels; vapour or liquid releases; fires involving natural gas and/or from other sources; negative pressure (vacuum) within a storage tank; and higher than predicted boil-off rates. Adverse weather conditions and the effect on the facility shall also be reported. Reports should be submitted within 45 days after each period ending June 30 and December 31.

23. All of the above terms and conditions are an integral part of this approval and the approval, including all terms and conditions, apply to the Project notwithstanding the rights of any users, lessees, and or subsequent owners.

24. In the event of the sale, lease, or any other conveyance or change of control of the Project, or any portion thereof:

    a. The proponent shall provide written notice of the conditions to the lessee, controller, or purchaser; and

    b. The proponent shall provide written notice of such lease, change of control, or conveyance to the Minister.

SOMMAIRE DE LA DÉCLARATION DE L'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT (RAPPORT DE L'EIE)

concernant le

Projet d'un terminal maritime de gaz naturel liquéfié (GNL) et d'un quai polyvalent de Irving Oil Limited

Mai 2004

Sommaire préparé par le :

Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux

New Nouveau Brunswick

Environnement et Gouvernements locaux

Table des matières

1. INTRODUCTION 4

2. DESCRIPTION DU PROJET 4
   a) Justification du projet 5
   b) Analyse des solutions de rechange 7
   c) Description des installations 10
   d) Construction et mise en service 14
   e) Exploitation 15
   f) Mise hors service et abandon 16
   g) Accidents, défaillances et événements imprévus 17
   h) Gestion de l'environnement 17

3. DESCRIPTION DE L'ENVIRONNEMENT ACTUEL 19
   a) Environnement terrestre physique 20
   b) Environnement biologique 21
   c) Environnement marin 21
   d) Espèces rares et menacées d'extinction et leurs habitats 21
   e) Milieu socio-économique 23

4. ANALYSE DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX 25
   a) Environnement atmosphérique 28
   b) Eau souterraine 31
   c) Milieu marin 32
   d) Poisson d'eau douce et habitat du poisson 35
   e) Milieux terrestres et terres humides 36
   f) Oiseaux migrateurs 38
   g) Pêche commerciale 40
   h) Santé et sécurité 41
   i) Usage des terrains 43
   j) Ressources archéologiques et patrimoniales 44
   k) Utilisation des ressources et des terres par les autochtones 45
   l) Réseau de transport routier 46
   m) Main-d'œuvre et économie 48
   n) Navigation maritime 49
   o) Effets de l'environnement sur le projet 50

5. CONCLUSION 51

6. POSSIBILITÉS POUR LE PUBLIC D'EXPRIMER DES COMMENTAIRES .....

7. PERSONNES-RESSOURCES .....

Liste d'acronymes

ACN – Association canadienne de normalisation

ACN Z276-01 – Liquefied Natural Gas (LNG) – Production, Storage, and Handling

APA – Administration de pilotage de l'Atlantique

CCME – Conseil canadien des ministres de l'Environnement

CDCCA – Centre de données sur la conservation du Canada atlantique

CSEMDC – Comité sur le statut des espèces menacées de disparition au Canada

DDP – Détérioration, destruction ou perturbation de l'habitat

DIE – Déclaration de l'impact sur l'environnement

EEI – Élément environnemental important

EIE – Étude d'impact sur l'environnement

GNL – Gaz naturel liquéfié

HazOp – Analyse des dangers et de l'opérabilité

LCEE – Loi canadienne sur l'évaluation environnementale

LCPE – Loi canadienne sur la protection de l'environnement

MEGLNB – Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick

MPCSJ – Million de pieds cubes standards par jour

MPO – Ministère des Pêches et des Océans

Orimulsion® - une marque commerciale pour le bitume émulsifié

PPE – Plan de protection de l'environnement

RNSPA – Réseau national de surveillance de la pollution atmosphérique

RoW – Emprise

SCTM – Services de communication et de trafic maritimes

SES – Système de gestion de la santé, de l'environnement et de la sécurité

UPS – Système d'alimentation sans coupure

VCS – Vaporisateur à combustion submergé

ZEI – Zones écologiquement importantes

1. INTRODUCTION

Irving Oil Limited entend aménager un terminal maritime de gaz naturel liquéfié et un quai polyvalent à son installation de Canaport, près de Saint-Jean.

Les installations du projet recevraient et entreposeraient le gaz naturel liquéfié déchargé des navires-citernes et reconvertiraient le gaz naturel liquéfié en gaz naturel pour le livrer à un pipeline. Le terminal fonctionnerait sur une base continue, et aurait une capacité nominale de 28,3 millions de mètres cubes de gaz naturel (1 000 MPCSJ) par jour. Le quai servirait également à décharger l'émulsion de bitume (Orimulsion® dans le DIE) des navires-citernes pour le livrer au réservoir de stockage à l'installation de Canaport.

Un rapport d'étude d'impact sur l'environnement/rapport d'étude approfondie, aussi désigné sous le nom de Déclaration de l'impact environnemental (DIE) a été préparée par Jacques Whitford Environmental Limited avec l'aide de plusieurs autres sociétés, sous la direction de Fundy Engineering and Consulting Limited pour le compte de Irving Oil Ltd. Le rapport décrit en détail le projet et les solutions de rechange envisagées pour le réaliser. Il examine le milieu actuel du site proposé du projet, évalue l'importance d'aspects environnementaux si le projet est entrepris et propose des mesures d'atténuation et des programmes de surveillance.

La DIE a été préparée pour répondre aux exigences du Règlement sur les études d'impact sur l'environnement (87-83) de la *Loi sur l'assainissement de l'environnement* et de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE). Le présent sommaire a été rédigé par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux pour aider le public à se familiariser avec le projet et avec l'information contenue dans le rapport.

2. DESCRIPTION DU PROJET

a) Justification du projet

Le gaz naturel liquéfié (GNL) est un gaz naturel qui a été refroidi au point où il se condense pour devenir liquide. Cette opération réduit son volume d'environ 600 fois, ce qui rend le gaz naturel disponible par navire-citerne.

La technologie du gaz naturel liquéfié permet de stocker le gaz naturel pour l'utiliser pendant les périodes de forte demande dans les régions où il n'y a pas d'installations de stockage souterrain, comme dans le Nord-Est des États-Unis. Il existe actuellement au moins 113 installations de GNL actives aux États-Unis, y compris quatre terminaux portuaires d'importation. À l'échelle mondiale, il y a 39 terminaux d'importation et 16 terminaux d'exportation qui traitent le GNL. Environ 55 services locaux d'utilité publique aux États-Unis sont propriétaires et exploitants d'installations de GNL dans le cadre de leurs réseaux de distribution.

Le rapport précise que le projet est envisagé directement à la suite de l'intérêt manifesté par le gouvernement du Nouveau-Brunswick à obtenir une source fiable de gaz naturel. Le gaz naturel du projet serait destiné à la raffinerie Irving, pour répondre à la demande locale et pour répondre à la demande le long du corridor du pipeline actuel.

L'installation de Canaport offre un lieu actuel qui a la capacité de livrer de grandes quantités d'hydrocarbures dans le Sud du Nouveau-Brunswick. C'est l'installation en eau profonde la plus près du Nord-Est des États-Unis. La diversité de la source du GNL et des moyens de livraison aux marchés en aval augmenterait la fiabilité de l'approvisionnement en gaz naturel en Amérique du Nord, si l'installation était reliée à un réseau de distribution de gaz naturel actuel.

b) Analyse des solutions de rechange

Choix de l'emplacement

L'emplacement préféré est près de l'installation de Canaport actuelle à Saint-Jean. Quatre sites dans un rayon de 30 km du secteur industriel de Saint-Jean Est ont été analysés pour déterminer s'ils étaient économiquement et techniquement viables. Courtenay Bay, le havre de Saint-Jean et Lorneville ont été rejetés en raison des contraintes par rapport au tirant d'eau des navires-citernes de gaz naturel liquéfié; d'une zone insuffisante pour manœuvrer les navires et d'une superficie insuffisante pour les installations terrestres.

Le site de Canaport présentait un tirant d'eau suffisant pour les navires-citernes de GNL qui pourraient accoster au quai, et suffisamment de terre contiguë disponible pour la construction de l'installation de GNL. L'emplacement est zoné pour un usage industriel et est plutôt éloigné de la ville de Saint-Jean. Il comprend l'emprise d'un pipeline qui répondrait partiellement aux exigences du projet. Il existe des possibilités d'intervention en cas de déversement, et les couloirs de navigation sont bien établis et compris.

La configuration proposée des réservoirs de stockage a été choisie surtout en fonction des exigences de l'Association de normalisation canadienne, relatives à la zone d'exclusion thermique des utilisations des terres adjacentes (CSA Z276-01). La disposition assure l'efficacité optimale des configurations des canalisations et de l'équipement de soutien, tient compte de la meilleure utilisation de la topographie actuelle et minimise les effets néfastes pour l'environnement actuel.

Sélection du tracé

Deux solutions de rechange ont été envisagées pour le tracé du pipeline de gaz naturel de 9 km. Les deux tracés sont parallèles à l'emprise de la ligne de transport d'électricité actuelle et à l'emprise du pipeline d'Orimulsion® proposé sur la plupart de la longueur. Un tracé s'étend de l'emprise près du marais Red Head. Le tracé préféré, qui assure l'accès le plus direct à la raffinerie, part de l'avenue Grandview.

Les pipelines d'Orimulsion® et de gaz naturel seront posés sur une emprise commune le long de leur tracé commun. L'emprise du pipeline d'Orimulsion® proposé a été évaluée dans le cadre de l'étude d'impact sur l'environnement du projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove et a été jugée acceptable du point de vue environnemental.

Aucune nouvelle voie d'accès n'est proposée.

Autres moyens de mener à bien le projet

Les principaux procédés pour la livraison du gaz naturel à partir de l'installation sont les suivants : transporter le GNL au terminal; décharger le GNL; entreposer le GNL dans les réservoirs; et regazéifier le GNL en gaz naturel.

Solutions de rechange pour les navires-citernes de GNL

Le GNL serait livré au terminal par des navires-citernes à double coque et isolés pour prévenir les fuites ou la rupture lors d'un accident. Le GNL serait entreposé dans un système de confinement spécial dans la coque intérieure, où il serait maintenu presque à la pression atmosphérique et à -161 °C. Deux types de navires de base sont disponibles : ceux ayant des réservoirs indépendants et ceux ayant des réservoirs intégrés. Seuls les navires-citernes de GNL certifiés par la International Association of Classification Societies conformément aux normes de certification et d'inspection de Transports Canada seraient acceptés au terminal.

Déchargement des navires-citernes

Deux méthodes ont été étudiées pour le déchargement du GNL et de l'Orimulsion® des navires-citernes : une bouée « monobuoy » ou un quai récepteur.

Une bouée « monobuoy » est une installation flottante extra-côtière qui est ancrée au plancher océanique, à partir de laquelle un pipeline submergé livre le produit à un terminal en berge. L'installation de Canaport exploite actuellement une bouée « monobuoy » pour décharger le pétrole brut des navires-citernes, mais elle ne peut pas manutentionner le GNL ou l'Orimulsion®.

La solution préférée est un quai récepteur qui comprend un terminal de déchargement extra-côtier et un tréteau ou un pont reliant le quai à la rive. Le GNL est déchargé du navire-citerne par des bras de déchargement fixés au quai. Un pipeline appuyé par le tréteau livre le GNL aux réservoirs de stockage sur terre.

Deux conceptions du quai ont été envisagées pour le projet. Une des solutions de rechange comprenant un quai exigerait des travaux de dynamitage et de dragage pour obtenir le tirant d'eau nécessaire ainsi que le dépôt en mer du matériau de dragage. L'autre quai qui est la solution préférée se prolongerait plus loin à partir de la rive, à une profondeur d'eau où le tirant d'eau des navires-citernes est déjà suffisant, ce qui limiterait au minimum les travaux de dragage exigés.

Solutions de rechange pour les réservoirs de GNL

Les réservoirs de stockage de GNL peuvent être en acier ou en béton et sont classés par l'industrie en trois principaux types : enveloppe de confinement unique, double confinement et confinement complet.

Le réservoir à confinement unique est le type le plus courant en Amérique. Il est doté habituellement d'un réservoir interne en acier inoxydable. Une coquille externe en béton armé ou en acier au carbone a pour but principalement de retenir l'isolant et de retenir la pression du gaz purgé (vapeur du produit). Elle n'est pas conçue pour retenir le liquide réfrigéré en cas de fuite du réservoir interne. Le réservoir est entouré d'une digue qui est dimensionnée pour s'ajuster à au moins 100 % du volume du réservoir.

Le principal avantage des réservoirs à double confinement et à confinement entier c'est que les distances de la zone d'exclusion thermique sont minimisées. Ces réservoirs peuvent ainsi être utilisés où l'espace est limité. Le site du projet a suffisamment d'espace pour qu'une zone de rétention de pleine capacité puisse être construite pour chaque réservoir de stockage, fournissant ainsi le même degré de confinement à un coût réduit. Le réservoir à confinement unique est donc la solution préférée.

Irving examine l'utilisation de béton armé pour la construction de réservoirs externes.

Regazéification

Le processus de regazéification utilise la pression et la vapeur pour vaporiser le GNL stocké en gaz naturel. Cinq solutions de rechange ont été examinées au début :

- Vaporisateur latéral;
- Vaporisateur à combustion submergé;
- Vaporisateurs de liquide intermédiaires (eau tiède ou chaude/cas glycol);
- Chauffage de l'eau de la mer ajoutée aux chaufferettes du glycol et de l'eau avec vaporisateur en tube et en coquille;
- Autres sources de chaleur, comme l'utilisation des effluents des eaux usées d'une station d'épuration ou récupération de la chaleur perdue d'une installation industrielle existante.

L'utilisation de la chaleur de l'eau de mer, ou d'une station d'épuration des eaux usées, d'une centrale d'énergie ou autre installation industrielle, si cette chaleur est disponible, est une solution économiquement attrayante puisque les coûts d'exploitation sont réduits considérablement. Toutefois, le coût d'immobilisation est augmenté substantiellement. Même si l'eau de mer est facilement accessible, cette solution n'est pas pratique en raison des températures ambiantes froides de la baie de Fundy. Le système de glycol et d'eau chaude et le vaporisateur à combustion submergé comportent des coûts d'immobilisation relativement faibles, mais des coûts d'exploitation élevés. Le vaporisateur à combustion submergé a un rendement énergétique un peu plus élevé et des coûts d'exploitation plus faibles; par conséquent, le vaporisateur à combustion submergé est la solution préférée.

Autres modèles de dispersion

En choisissant l'emplacement de l'installation de GNL, on a prévu une zone d'exclusion afin de tenir compte des effets d'un incendie qui pourrait être provoqué par un accident, une défaillance ou un événement imprévu, conformément à CSA Z276-01. Le rapport décrit la méthode établie et les codes applicables utilisés pour la modélisation de la dispersion thermique et de la vapeur, les scénarios examinés pour ce projet et les zones d'exclusion établies par la modélisation.

c) Description des installations

Ce projet consisterait en un quai à fonctions multiples et en une installation de GNL qui contiendrait une zone de traitement, des zones de confinement et des réservoirs de stockage, et un pipeline de gaz naturel. Un pipeline d'Orimulsion® relié aux réservoirs d'Orimulsion® et à l'installation de Canaport serait construit et exploité.

Les principaux procédés sont les suivants : déchargement du GNL des navires-citernes de GNL, déchargement de l'Orimulsion® des navires-citernes d'Orimulsion®, stockage du GNL, vaporisation du GNL et émission du gaz naturel, et transfert de l'Orimulsion® aux réservoirs d'Orimulsion®.

L'installation serait conçue pour être exploitée sur une base continue. Elle aurait une capacité d'émission de 28,3 millions de mètres cubes par jour (1 000 MPCSJ) de gaz naturel à une pression d'environ 8 273 kPa. Le quai peut accueillir des navires-citernes d'une capacité maximale de 200 000 m^3 et servirait pour le déchargement de l'Orimulsion® des navires-citernes.

Caractéristiques du GNL et du gaz naturel

Le GNL est inodore, incolore, non corrosif et non toxique. L'émission de liquide cryogénique ou de faible température peut exposer le personnel de l'installation à des déficiences d'oxygène, à des blessures causées par le gel, à des risques d'incendie et à un mélange d'air et de gaz inflammable. Le gaz naturel vaporisé du GNL, qui est plus léger que l'air, se dissipera rapidement dans l'air libre. Toutefois, une accumulation de vapeur inflammable dans un espace confiné non ventilé peut provoquer l'asphyxie et augmenter le risque d'inflammation.

Le rapport explique les principaux codes américains et canadiens, ainsi que les codes américains secondaires auxquels le plan et la construction du projet seraient conformes, selon ce qui s'applique. De plus, Irving utilise l'analyse de fonctionnement HazOp (Hazard and Operability Analysis) pendant tout le processus conceptuel : un système utilisé couramment dans l'industrie du pétrole afin de cerner et gérer les risques pour la sécurité et les problèmes d'opérabilité.

Quai et installations de déchargement

Le quai proposé comprend diverses caractéristiques environnementales comme des bras de déchargement articulés à coupleurs rapides et des bassins collecteurs. Une structure-tablier-quai gainée serait utilisée, avec une gaine ou un cadre en acier tubulaire; les pieux en acier sont insérés dans les guides aux coins extérieurs et enfoncés dans la roche-mère pour ancrer la gaine. Les extensions des pieux s'étendent au-dessus des pattes de la gaine. Le tablier est largement préfabriqué, ensuite soulevé sur les extensions des pieux et soudés en place pour compléter le quai.

Les installations de déchargement comprendraient des bras de déchargement de GNL et d'Orimulsion®, un quai de chargement, des ducs d'albe d'amarrage et de mouillage, des aires de mouillage des remorqueurs, une voie d'accès et un tréteau de tuyaux, de la tuyauterie et des ponts pour le personnel, des aides à la navigation et des systèmes de protection contre les incendies. Le rapport décrit la structure de chacune de ces composantes et leurs fonctions en termes généraux.

Un seul produit, le GNL ou l'Orimulsion® serait déchargé à la fois au quai. Toute la tuyauterie de déchargement est hors sol pour les deux produits, du quai aux réservoirs de stockage respectifs.

Installations de stockage du GNL

Les installations de stockage comprendraient trois réservoirs de stockage à confinement unique de 160 000 m^3, chacun comprenant un réservoir interne en acier inoxydable et un réservoir externe en acier au carbone ou en béton. Les réservoirs sont isolés avec du perlite entre les éléments courbes des citernes, avec des blocs de verre cellulaire et des matériaux feutres entre les fonds, et avec une couverture de fibre de verre sur un tablier suspendu au-dessus.

Les réservoirs seraient d'une pression nominale de 17,2 kPa et la pression serait maintenue à environ 13,8 kPa pendant le remplissage, à l'aide de compresseurs de vaporisat et de ventilateurs de retour de vapeur. La protection contre la surpression est assurée par un système de ventilation atmosphérique au haut de chaque réservoir.

La conception du réservoir permettrait le remplissage par le haut et par le fond pour empêcher le renversement; une sonde de température et de densité serait située dans chaque réservoir pour détecter la stratification du GNL. La mesure automatique continue du niveau serait assurée pour les réservoirs dont le réservoir intérieur est muni d'une soupape d'arrêt sur les buses de sortie du fond.

Le confinement serait assuré par une zone de retenue entourant chaque réservoir de stockage de GNL, dimensionnée pour s'adapter à 110 % (voir solutions de rechange pour les réservoirs de GNL ci-dessus) de la capacité brute de chaque réservoir de stockage. Selon les conditions sur le site, la zone de retenue peut être construite à l'aide de roche-mère naturelle, complétée par du béton. Un puisard dans un coin de chaque zone capterait et contrôlerait le débit de tout écoulement.

Installations de regazéification

Les installations de regazéification comprennent un vaporisateur à combustion submergé et une unité de traitement du vaporisat. Le rapport explique l'exploitation de ces systèmes, y compris les méthodes de traitement de la vapeur en cas de panne d'électricité.

Protection contre les incendies

Le système d'eau en cas d'incendie utiliserait l'eau de la mer provenant de la baie de Fundy et ce système serait composé de pompes, de tuyauterie et de bornes d'incendie et de moniteurs.
Deux pompes d'eau de la mer seraient installées au quai, une actionnée par un moteur électrique et l'autre par un moteur diesel. Des bornes d'incendie et des moniteurs seraient placés au quai, et au moins une borne d'incendie serait située à moins de 30 mètres de chaque bâtiment de l'installation. De plus, la zone du quai et du vaporisateur à combustion submergé serait dotée de gros systèmes d'extincteurs à poudre. Quatre extincteurs sur roues de 70 kg utilisant du bicarbonate de potassium (Poudre extinctrice Purple-K) se trouveraient à la tête du quai et dans la zone de traitement.
Trois types d'extincteurs d'incendie portables seraient situés dans l'installation, selon le type d'incendie qui risquerait le plus de se produire dans chaque région.

Pipeline du gaz naturel

Le pipeline du gaz naturel se prolongerait sur environ 9 km à partir de l'installation du GNL à la raffinerie. Les critères conceptuels et les devis des matériaux pour le pipeline sont fournis dans le rapport. Les pipelines seraient protégés contre la corrosion par un revêtement en polyéthylène extrudé et équipés d'appareils de vanne de sectionnement et de détection de rupture des canalisations.

Pipeline d'Orimulsion® aux réservoirs de stockage d'Orimulsion®

Les nouvelles installations d'Orimulsion® terrestres seront construites et exploitées conformément aux règlements provinciaux. Le pipeline du quai aux réservoirs d'Orimulsion® sera conçu selon les codes CSA applicables et comprendra des systèmes de surveillance de la pression et du débit pour la gestion des déversements, qui sont conformes au code des systèmes de pipeline de gaz et de pétrole qui s'appliquent.

Production d'électricité

L'électricité pour le projet serait fournie à partir du réseau d'énergie actuel à 13,8 kV. Le rapport fournit des détails sur le système de distribution de l'électricité dans l'installation, y compris des mesures à prendre en cas de défaillance d'un transformateur, un support de charge d'urgence et critique, un générateur d'appoint et un appareil d'alimentation ininterruptible (UPS) pour l'équipement essentiel.

Un système de mise à la terre, interconnecté avec le système de mise à la terre du réservoir de GNL, protégerait le personnel et l'équipement électrique contre les pannes de courant, les éclairs et autres sautes de puissance. Un système de conduites pour les câbles résistantes à la corrosion, y compris des tablettes à câble, conduites, canalisations multitubulaires en béton, trous d'homme, et passe-fils selon ce qui serait exigé pour la conception finale, appuierait les câbles électriques qui seraient acheminés dans l'ensemble de l'usine.

L'éclairage extérieur serait assuré à l'aide d'accessoires à vapeur de sodium à haute pression pour un environnement marin et dangereux, lorsque cela s'appliquerait. Des batteries alimenteraient l'éclairage de sortie d'urgence. Les réservoirs et les ouvrages élevés seraient munis de lumière d'avertissement pour respecter les règlements sur l'air et la sécurité.

Approvisionnement en eau douce et en eau potable

On estime qu'un maximum de cinq personnes se trouveraient sur le chantier à chaque quart de travail. La consommation d'eau prévue est de 250 l/personne/jour et cette eau proviendra d'un puits d'eau potable sur place.

L'eau serait obtenue hors site pour remplir au début le VCS. Dès que l'installation serait en service, les gaz d'échappement du brûleur du vaporisateur produiraient de l'eau pour maintenir le niveau requis. Il faudrait de l'eau d'appoint uniquement si le vaporisateur à combustion submergé était fermé et drainé pour l'entretien. Il faudrait aussi obtenir de l'eau hors site pour remplir au début le système de refroidissement à eau et à glycol à boucle fermée et pour fournir à l'occasion de l'eau d'appoint dans ce système.

Installations auxiliaires

Le rapport décrit les installations auxiliaires suivantes qui seront érigées :

- principale salle de commande et bâtiment d'électricité, abritant également la zone d'installation de soutien général;
- entrepôt et bâtiment d'entretien;
- bâtiment du compresseur cryogénique et de vaporisat;
- poste du gardien et des douanes installé au quai pour abriter les stations de contrôle.

d) Construction et mise en service

Le rapport fournit un histogramme de 42 mois précisant le nombre d'employés exigé pour les principaux éléments du projet : de 2 à 250, selon la phase de construction. La construction et la mise en service se traduiraient par 551 années-personnes d'emploi. Une liste de l'équipement prévu est également fournie.

La majeure partie des travaux seraient exécutés par des quarts de travail de 12 heures, du lundi au samedi. Un deuxième quart de travail serait prévu pour les tâches comme les essais non destructifs des réservoirs de GNL et l'entretien de l'équipement, afin de limiter au minimum les interruptions des travaux de construction. Certaines activités très précises exigeront des quarts de travail continus. Un calendrier des travaux plus précis serait établi au fur et à mesure que les plans techniques seraient terminés.

Installations et activités maritimes

Les ouvrages extra-côtiers seraient fabriqués hors site et transportés par des barges pour être assemblés et installés. Le quai s'étendrait sur une distance d'environ 300 m de la rive jusqu'à des profondeurs d'eau dépassant 25 m, pour minimiser les travaux de dragage. Afin d'installer les structures d'assise, environ 25 000 à 30 000 m^3 de matériaux de plancher océanique non consolidés seraient étendus sur une superficie d'environ 9 375 m^2. Un volume semblable de matériaux de plancher océanique (environ 500 m^3 par pieu) pourrait être exigé, selon la stabilité du plancher océanique. Le volume total des déblais de forage serait d'environ 1 000 m^3 (environ 20 m^3 par pieu).

Il faudrait des travaux de dynamitage pour le chemin en aval jusqu'au tréteau et pour l'assise du tréteau, la quantité devant dépendre de l'évaluation finale et de la pente du tréteau. Aucun dynamitage n'est prévu en-dessous de la ligne d'eau ou dans la zone intertidale.

Une quantité d'eau salée serait exigée pour le système de suppression d'incendie. Un tuyau d'adduction de 30 cm situé au quai fournirait l'eau salée pour le système de protection contre les incendies, des barrières de dissuasion appropriées étant installées.

Il y aurait relativement peu de trajets de navires pendant la construction, sauf pour ceux prévus pour la construction du quai, comparativement au trafic maritime actuel. Les plus gros matériaux et plus lourds pourraient être livrés par barge. Les livraisons faites d'autre équipement par transport maritime seraient maximisées pour réduire l'utilisation du chemin Red Head.

Installations et activités terrestres

Déchargement du GNL

L'équipement de déchargement, qui comprendrait cinq bras de déchargement, un bras qui retourne la vapeur et l'équipement supplémentaire, serait construit au quai pendant la construction de la zone de traitement terrestre. La méthode de construction pour la zone de déchargement serait semblable à celle de la zone de regazéification.

Réservoirs de stockage de GNL

La construction des réservoirs de stockage de GNL à confinement simple en acier est exécutée en dix étapes, qui sont expliquées en détail dans le rapport et qui peuvent être résumées comme suit :

- La paroi externe en acier du réservoir et le toit en acier sont érigés en même temps et ensuite le toit en acier est érigé dans sa position finale.
- Le travail à l'intérieur du réservoir en acier inoxydable est effectué après l'érection du toit en acier. Ces travaux sont effectués dans un environnement contrôlé et protégé.

- L'isolant en blocs cellulaires serait installé dans un environnement sec. L'installation a lieu après l'érection du toit en acier pour fournir la protection météorologique nécessaire.

L'épreuve hydraulique du réservoir de GNL nécessiterait environ 94 000 m^3 d'eau et on propose l'utilisation d'eau salée qui a été analysée et jugée convenable. L'eau ne sera pas traitée avec des produits chimiques ou des additifs. L'oxydation naturelle peut causer des niveaux élevés de fer qui ne devraient pas dépasser les lignes directrices du Conseil canadien des ministres de l'environnement. L'eau sera analysée et traitée selon les besoins avant l'évacuation.

L'adaptabilité de la paroi extérieure en béton des réservoirs est étudiée. Si l'utilisation de ces réservoirs est jugée acceptable, le procédé de construction serait semblable et il y aurait une séquence d'analyses et d'inspections semblables à celles des parois extérieures en acier des réservoirs.

Regazéification

Le matériel de regazéification comprend l'équipement du système de traitement du GNL, des systèmes de tuyauterie mécanique et des ouvrages de soutien.

Les fondations qui appuient la grosse machinerie de traitement seraient construites après que les fondations du réservoir du GNL seraient terminées. Au fur et à mesure que les plus grosses fondations seront terminées, les fondations du petit matériel et les supports de tuyaux seront installés.

Au fur et à mesure que des parties des travaux de la tuyauterie des systèmes de traitement seraient terminées, la tuyauterie serait soumise à des épreuves hydrauliques à l'aide d'eau potable obtenue du réservoir Loch Lomond à partir de la canalisation d'eau de raffinerie.

Pipeline

Les pipelines d'Orimulsion® et de gaz naturel seront posés dans une emprise commune sur toute la longueur du tracé commun. Ils s'étendent parallèlement à une ligne de transport qui s'étend des limites foncières jusqu'au marais Red Head, où elle tourne vers l'est et traverse le parc industriel. Cette emprise serait de 50 à 60 m de largeur, et lorsque le tracé bifurque de la ligne de transport, une nouvelle emprise de 30 m de large sera obtenue (en présumant 18 m pour l'emprise du GNL et 12 m pour l'emprise de l'Orimulsion®, aux fins de la présente évaluation).

Mise en service

Un Manuel de mise en service décrirait les méthodes détaillées pour la mise en service de l'installation, pour la purge des réservoirs et des pipelines, pour le refroidissement du réservoir de stockage et de la conduite de déchargement et pour la mise en service du système d'émission.

Trafic des véhicules terrestres

Le trafic lié à la construction et à la mise en service comprendrait la machinerie lourde, les camions légers et les véhicules de tourisme. Le débit de circulation prévu (trajets moyens par mois, par type de véhicule et composante du projet) est fourni dans le rapport. Le tracé serait le chemin de Red Head et les voies de raccordement. Pour atténuer le trafic sur le chemin Red Head, le taux de livraison de matériel et de matériaux serait réparti pendant la période de construction.

Transport, stockage, manutention et utilisation de matières dangereuses

Divers combustibles et matières pouvant être dangereuses seraient utilisés pendant ce projet. L'essence, le diesel, le propane, la graisse, l'huile à moteur et les liquides hydrauliques seraient tous des produits nécessaires pour le matériel lourd. D'autres matières pouvant être dangereuses seraient utilisées sur une base routinière : acétylène, oxygène et autres gaz comprimés, huile de décoffrage, peintures, résines époxies, adjuvants du béton, glycol/méthanol, agents nettoyants et solvants.

Tout matériau de cette nature serait répertorié et surveillé pendant les diverses phases du projet. Chaque source ponctuelle serait évaluée afin de déterminer ses risques pour l'environnement, sa trajectoire éventuelle en cas de déversement, les caractéristiques de confinement secondaire, les mesures proposées pour retenir ou contrôler le déversement et les mesures actuelles ou recommandées pour réduire le risque de déversements dans l'environnement.

Les inspections sur place, les méthodes de gestion efficaces et l'entretien du matériel et des systèmes réduiraient le risque de fuites ou de déversements. Les matières dangereuses seraient manutentionnées conformément à la *Loi sur le transport des marchandises dangereuses*. Le projet serait doté d'un plan d'urgence pour les matières dangereuses et le pétrole, et du matériel approprié pour les déversements d'urgence serait situé sur place. Tous les contremaîtres des travaux se familiariseraient avec ces plans.

Émissions et déchets

Les navires maritimes, les véhicules et le matériel motorisé utilisés pour la construction de ce projet émettraient des particules, des oxydes d'azote (NOx), du monoxyde de carbone (CO), de l'anhydride sulfureux (SO_2) et du dioxyde de carbone (CO_2) dans le cadre des conditions normales d'exploitation. Les activités de construction routinières et la manutention des matériaux produiraient de la poussière (Voir section sur l'analyse des effets environnementaux à la page 23).

Les sources de bruit éventuelles pendant la construction seraient la circulation des camions sur le site et sur le chemin Red Head, le matériel sur place et les travaux de dynamitage effectués pour obtenir les élévations requises.

Divers déchets liquides seraient produits pendant la construction, y compris les huiles et lubrifiants du matériel et les eaux usées (écoulement du site et eaux usées). Des ouvrages de gestion des eaux pluviales, comme des bassins de décantation et des fossés de drainage sur le site, seraient construits.

Les déchets solides produits pendant la construction comprendraient la ferraille, les pneus usés, le bois et les débris en général. Ces déchets seraient ramassés et éliminés selon une méthode approuvée. Les déchets combustibles seraient entreposés dans des contenants recouverts. Tous les déchets seraient éliminés conformément aux règlements applicables.

Les déchets dangereux seraient ramassés et entreposés selon une méthode approuvée pour être éliminés hors site à une installation agréée. Toutes les zones où des déversements risqueraient de se produire seraient munies de cuvettes et de puisards et l'essence serait entreposée dans des contenants approuvés.

Pendant la construction, les déchets sanitaires seront traités par des toilettes portatives autonomes et éliminées par un entrepreneur titulaire d'un permis. Un système de fosse septique serait conçu et construit pour recevoir et traiter les déchets sanitaires pendant l'exploitation.

c) Exploitation

Besoins de main-d'oeuvre

Environ 16 à 20 personnes travailleraient sur le site du projet pendant les activités normales. L'usine fonctionnerait par quarts de travail de 12 heures.

Trafic maritime

En moyenne, un navire-citerne de GNL arriverait au terminal tous les 3,6 jours, ou il y aurait 80 à 120 arrivées de navires-citernes de GNL par année. Environ un navire-citerne d'Orimulsion® par mois serait prévu, et environ 14 livraisons d'Orimulsion® par année. Le départ des navires-citernes se ferait généralement à l'extrémité des couloirs de navigation à l'est et les navires approcheraient le quai de l'est à l'ouest. Des zones d'exclusion ou des restrictions de la circulation des navires-citernes et des navires de support pourraient être établies périodiquement ou de façon permanente pour assurer une navigation sécuritaire.

Trafic des véhicules terrestres

Pendant les opérations, le trafic terrestre comprendrait les travailleurs qui font la navette tous les jours (environ 20 trajets et plus chaque jour) et la livraison des matériaux (environ cinq trajets par semaine). On ne prévoit pas que le GNL serait distribué par camion ou autre moyen de transport terrestre.

Installations de GNL

Quai à usage multiple

Le quai est conçu à l'aide des données sismiques sur le courant, les vagues, le vent, les précipitations et les températures et les marées du site, de façon à résister aux conditions à Mispec Point et à assurer la sécurité des navires mouillés au quai. La modélisation informatique a établi des seuils pour les conditions de départ des navires (p. ex. vitesse du vent). Selon cette analyse et une simulation des mouvements des navires au site, qui sera effectuée en consultation avec les pilotes, les conditions météorologiques qui exigeraient des départs non prévus du quai seront établies. Comme dans le cas des modalités actuelles à l'installation de Canaport, les décisions concernant les départs seraient prises en tenant compte des prévisions de la météo de six heures plutôt qu'en fonction des conditions immédiates.

Installations de déchargement

L'installation serait conçue pour décharger tout le contenu du navire-citerne de GNL dans environ 12 à 20 heures. Un seul navire à la fois sera mouillé au quai. Lorsque aucun navire-citerne ne serait déchargé, on pourrait maintenir les conduites à la température du GNL en faisant circuler le GNL des réservoirs de stockage à l'aide d'une des pompes d'émission.

Le déchargement de l'Orimulsion® est très semblable à celui des produits pétroliers et du brut. L'expérience de Irving en déchargement de ces produits à l'installation de Canaport et au terminal de Saint-Jean Est, ainsi que les meilleures méthodes de l'industrie et le Manuel Bitor seraient utilisés afin de fournir le manuel des opérations du quai pour le déchargement de l'Orimulsion®.

Stockage de GNL

Le GNL serait transféré par un pipeline aux réservoirs de stockage de GNL, où il serait entreposé avant la regazéification.

La pression, le niveau et la température sont vérifiés sur une base continue dans les réservoirs de stockage de GNL. La protection contre la surpression est assurée par un système de ventilation atmosphérique chauffé sur le dessus de chaque réservoir et une soupape de surpression du réservoir. Les réservoirs seraient situés pour prévoir une zone d'exclusion qui tiendrait compte des effets de la dispersion de la vapeur ou d'un incendie résultant d'une défaillance ou d'un événement imprévu. La zone d'exclusion thermique exigée par le code CSA Z276-01 et la zone de dispersion de vapeur sont toutes les deux situées à l'intérieur des limites foncières de l'installation.

Regazéification

Le gaz naturel serait pompé à partir des réservoirs de stockage de GNL vers les compresseurs de gaz évaporé où il serait mélangé avec du gaz évaporé. Ce procédé reliquéfie le gaz évaporé et le retourne à l'état de GNL. Le GNL serait ensuite pompé à une haute pression (nécessaire pour atteindre la pression de livraison finale) avant d'être envoyé dans le vaporisateur à combustion submergé (VCS). Le vaporisateur à combustion submergé utilise un brûleur à combustion alimenté au gaz naturel pour chauffer un bain d'eau et le gaz naturel liquéfié est vaporisé en passant à travers cette eau chauffée dans des serpentins en acier inoxydable. La pression du gaz vaporisé sera ensuite réglée et le gaz sera envoyé dans le système de pipeline.

f) Mise hors service et abandon

L'installation serait conçue, construite et entretenue pour fonctionner de façon efficace pendant au moins sa durée de vie utile prévue : minimum de 30 ans. Elle finirait par être mise hors service et abandonnée conformément à un plan qui sera établi. Le plan prévoira des mesures d'urgence pour permettre une fermeture à n'importe quel moment pendant la durée de vie utile prévue du projet et contiendra des mesures pour atteindre les buts environnementaux.

Le procédé pour drainer les réservoirs de GNL serait semblable, que ce soit pour l'entretien, la réparation ou la mise hors service finale. La plus grande quantité de liquide possible serait pompée à partir des réservoirs et le reste serait enlevé par vaporisation. Le réservoir serait isolé pour empêcher le liquide d'entrer de nouveau, et réchauffé pour empêcher la condensation sur les surfaces de l'isolant du réservoir et ensuite purgé avec un gaz inerte. Aucune émission dangereuse n'est prévue pendant la mise hors service et l'abandon.

La mise hors service du système comprend le respect des modalités de mise hors service pour les composantes individuelles du matériel, qui seraient suivies avant l'exécution des travaux de réparation sur la partie retenant la vapeur ou le liquide hydrocarbure du système. Les pipelines

d'interconnexion seraient aussi isolés et purgés, et l'approvisionnement d'électricité pour tous les moteurs et les instruments bloqués.

Une fois que l'installation aura été mise hors service de façon adéquate et sécuritaire, les conduites d'approvisionnement en eau et en électricité seraient débranchées et enlevées. Tous les bâtiments et ouvrages de surface seraient démontés et retirés du site. Les zones perturbées seraient réaménagées et remises en végétation. Le matériau récupérable serait vendu et utilisé à d'autres installations. Les déchets solides seraient éliminés selon une méthode approuvée et les déchets dangereux seraient ramassés pour être éliminés à un site approuvé par le gouvernement.

Un plan plus détaillé serait établi en consultation avec les agences de réglementation et conformément aux règlements applicables au moment de la mise hors service.

g) Accidents, défaillances et événements imprévus

Accidents liés au GNL

Même si des incidents qui se sont produits aux installations de GNL ont causé plusieurs mortalités du personnel du site, aucune mortalité chez le grand public à une installation d'importation du SNL n'a été signalée depuis 1944. Le rapport décrit brièvement les incidents, leur cause probable, les mesures d'atténuation adoptées pour réduire le risque de répétition d'un tel incident et l'excellent bilan général de sécurité des installations de GNL.

Le GNL est transporté par navire-citerne depuis 1952, sans qu'il ne se soit produit un déversement important d'une charge ou un accident majeur. Sur plus de 38 000 trajets, 54 incidents impliquant des navires-citernes de GNL ont été enregistrés, dont 14 ont entraîné une perte de gaz naturel liquéfié. Il n'y a pas eu de mortalités à bord des navires de GNL.

Le rapport présente les effets des divers versements ou scénarios de déversement de GNL, même si ceux-ci sont considérés peu probables. Le GNL n'est pas explosif normalement, mais les vapeurs de GNL (principalement de méthane) peuvent exploser si elles sont retenues dans un espace clos et enflammé.

Selon les résultats de la modélisation et un examen des usages des terres près de l'installation proposée de GNL, le rapport conclut qu'aucune zone exclue ne subirait des effets d'un scénario d'incendie avec cuvette de rétention complète ou de tout incendie qui pourrait se produire dans une zone de retenue. De plus, le rapport indique qu'aucune vapeur inflammable n'atteindra une limite foncière où on peut bâtir. Le projet répond aux exigences concernant l'emplacement des zones d'exclusion du document de l'Association de normalisation Z276-01 Liquefied Natural Gas (LNG) – Production, Storage and Handling.

Déversement d'Orimulsion®

Le rapport présente une évaluation des scénarios de déversement d'Orimulsion®, en fonction des propriétés et du comportement de l'Orimulsion® dans l'environnement, qui ont constitué une partie de l'évaluation environnementale de la remise à neuf de Coleson Cove. Cette partie du rapport a été mise à jour pour refléter le déchargement au quai plutôt qu'à la bouée monobuoy. Le rapport conclut qu'un déversement accidentel d'Orimulsion®, même si un tel accident est improbable, présente un

plus faible risque qu'un déversement de mazout n° 6, et que l'intervention en cas de déversement et le confinement pourraient être plus efficaces au quai qu'au large des côtes à la bouée monobuoy.

Accidents liés au gaz naturel

Un plan d'urgence, la formation du personnel et d'autres mesures réduiraient le risque et les effets d'un accident lié au gaz naturel, à la défaillance ou à une condition de perturbation. La rupture ou l'explosion d'un pipeline de gaz naturel provoquant un incendie serait suivie de perturbations globales ou localisées du sol. La réhabilitation de la zone perturbée comprendrait le remplacement du sous-sol et de la couche arable, l'ajout d'amendements de sol selon les besoins et le terrassement et l'ensemencement de la zone pour minimiser l'érosion du sol.

Le rapport explique également des moyens de prévenir ou de gérer les incendies de forêt, les accidents de véhicule, les accidents subis par les travailleurs, l'échec des mesures de prévention de l'érosion, le déversement de matières dangereuses et la sécurité.

h) Gestion de l'environnement

Plan de protection de l'environnement

Un plan de protection de l'environnement serait élaboré avant le début des travaux de construction. Ce plan serait soumis à l'étude des organismes de réglementation responsables. Le plan de protection de l'environnement expliquerait toutes les mesures de protection de l'environnement qui seraient appliquées pendant la construction et l'exploitation du projet, y compris :

- responsabilités de Irving Oil Limited et tout le personnel sur les lieux;
- but, organisation et maintien du plan de protection de l'environnement, y compris entrepreneurs et sous-traitants;
- mesures d'atténuation précises à mettre en oeuvre pendant les activités routinières et non routinières (p. ex. incendies) de construction et d'exploitation;
- plans d'urgence à appliquer en cas d'accident;
- liste des permis, des agréments, des autorisations et des personnes-clés à contacter en cas d'urgence.

Communication et sensibilisation du public

Avant l'annonce publique du projet de GNL en juillet 2001, Irving Oil Limited a dressé un plan de communication global pour aviser et consulter les intervenants au fur et à mesure du déroulement du projet. Le plan a tenu compte des intervenants suivants : employés; grand public; les Premières nations; médias; administrations municipales, gouvernements provinciaux et fédéraux; voisins de Canaport et résidents du chemin Red Head; groupes de pêcheurs de la région; groupes environnementalistes de la région et communauté des affaires locale.

Le programme des communications prévoyait des rencontres à domicile, des rencontres publiques et des séances portes ouvertes, des trousses d'information, des rencontres avec chaque intervenant, des communiqués et des entrevues avec les médias et des lettres aux voisins. L'Annexe C du rapport fournit des exemplaires de toute la documentation de sensibilisation du public et de communication liée au projet qui a été distribuée au cours des deux dernières années.

Plan d'intervention d'urgence pour l'exploitation

Un Plan d'intervention d'urgence détaillé serait préparé avant la mise en service du projet en consultation avec les autorités responsables. Ce plan documenterait les modalités à suivre afin de protéger la santé humaine, l'environnement et l'installation en cas d'urgence. Il présenterait également une liste des personnes-ressources, un résumé des exigences en matière de présentation des rapports et un inventaire des trousses en cas de déversement et du matériel de sécurité.

Manuel du terminal portuaire

Un Manuel du terminal portuaire serait préparé en consultation avec les organismes responsables pour répondre aux exigences précises et aux opérations des installations de GNL, de transfert et de déchargement de l'Orimulsion®, conformément aux lois fédérales et provinciales et aux politiques de Irving Oil Limited. Ce manuel couvrirait l'échange d'information entre le navire-citerne et le terminal de GNL; la préparation en vue de l'arrivée; l'entrée ou la sortie du port; la capacité de défense pour le quai; le mouillage aux postes de mouillage du quai; et les modalités d'intervention dans les situations d'urgence créées par des déversements. Un ébauche du manuel serait disponible six mois avant le début des opérations du projet et finalisée dans les deux moi de l'exploitation.

Formation environnementale des employés

La formation et la sensibilisation à l'environnement pour les employés seraient préparées par Irving, et documentée dans le plan de protection de l'environnement. Cette formation serait exigée pour tous les employés et pour tout autre personnel, tous les entrepreneurs et les sous-traitants. Elle tiendrait compte de leurs fonctions, responsabilités, domaines et matériel. La formation serait offerte avant le début des travaux et serait évaluée et mise à jour selon les besoins.

Le Manuel de formation pour l'installation de GNL contiendrait une description de la formation qui doit être offerte à chaque opérateur. Il serait utilisé en même temps que le manuel de référence de GNL, le manuel de mise en service, le manuel des opérations et le manuel de l'entretien.

Surveillance et suivi

La section Analyse des effets environnementaux du présent rapport à partir de la page 23 présente de l'information sur la surveillance et le suivi de chaque élément environnemental important (EEI) selon ce qui convient.

En plus des références individuelles sous chaque élément environnemental important, une annexe sur le programme de suivi proposé (Annexe G) est incluse dans le rapport. Cette annexe contient de l'information sur la gestion générale du programme, ainsi que l'information sur les objectifs du suivi, le contenu, la mise en oeuvre et les rapports des résultats.

3. DESCRIPTION DE L'ENVIRONNEMENT ACTUEL

a) Environnement terrestre physique

Physiographie et géologie

À l'exception de celle des parties urbaines de la région (Saint-Jean et Saint-Jean Ouest), la topographie de la région du projet est relativement accidentée. À l'est du havre de Saint-Jean, le terrain est coûteux. Le terrain immédiatement au nord des réservoirs de stockage de Canaport est relativement plat et comprend de petites collines de roche-mère. Du côté est de Mispec Point, se trouve une série de ravins peu profonds en roche-mère ainsi que des falaises à pic à parement brut en bordure de l'eau.

La roche-mère exposée et le sol très peu profond qui recouvre la roche-mère sont des phénomènes courants dans la zone générale du pipeline proposé. La géologie se compose principalement de roches sédimentaires triasiques; les dépôts superficiels sont principalement un till de fond peu profond contenant des plaques de sable et de gravier, en particulier près de la rive.

Environnement atmosphérique

La région de Saint-Jean est considérée comme ayant un climat continental modifié. Les régions maritimes de la baie de Fundy et de Lurcher modèrent la température de l'air au-dessus de la région en été et en hiver.

Un réseau de surveillance de la qualité de l'air ambiant dans la région de Saint-Jean est géré conjointement par Environnement Canada et le MEGLNB. Saint-Jean a une base industrielle relativement importante. On y trouve deux usines de pâtes et papiers, trois centrales thermiques, une raffinerie de pétrole, une usine de transformation du plastique, des opérations d'imprimerie et d'autres sources industrielles et commerciales de pollution atmosphérique. Située dans la direction du vent des principaux centres urbains au Canada central et dans l'est des États-Unis, la ville de Saint-Jean est également assujettie aux effets du transport à grande distance des polluants atmosphériques du sud-ouest. Néanmoins, la qualité de l'air à Saint-Jean est considérée généralement comme très bonne.

La qualité du son extérieur peut être influencée par la circulation des véhicules, le matériel lourd, les conditions météorologiques et les caractéristiques topographiques comme les collines ou les régions boisées.

Hydrogéologie et hydrologie

Les écoulements directs près du projet se déversent dans le havre de Saint-Jean. Dans les régions urbaines du secteur du projet, l'eau de surface est collectée dans le réseau d'égouts pluviaux et ensuite déversée. La zone des installations et des pipelines de GNL proposées est généralement bien drainée, quelques secteurs seulement étant mal drainés. Six petits ruisseaux seraient traversés par le pipeline proposé et un dégorgeoir serait dévié.

Peu d'information est disponible sur les ressources en eau souterraine près du projet, mais on prévoit des rendements équivalents à un approvisionnement pour des habitations unifamiliales ou bifamiliales.

b) Environnement biologique

Environnements terrestres et milieux humides

Le rapport révèle que le seul milieu humide important près du projet est le marais Red Head, qui a été contourné intentionnellement lors du choix de l'emplacement du pipeline de gaz naturel proposé. Une petite terre humide située sur la propriété de Irving a été évaluée. Aucune autre terre humide d'une superficie supérieure à un hectare ne serait touchée par l'empreinte du projet.

Des études des plantes rares ont été effectuées en 2002 et 2003. On n'a identifié aucune espèce végétale menacée ou en danger dans la région.

La proportion relativement importante de jeunes forêts dans la région globale offre un bon habitat de nidification aux oiseaux qui utilisent des habitats buissonnants ou de lisière, ou suburbains et de terres humides. La recherche dans la base de données du Centre de données sur la conservation du Canada atlantique (CDCCA) a donné 50 dossiers pour 13 oiseaux rares dans la région. Deux études des oiseaux ont été effectuées pour déterminer si certaines espèces d'oiseaux nécessitaient des mesures de conservation spéciales près de l'empreinte du projet. Aucune des espèces observées n'est considérée comme une espèce qui suscite des préoccupations sur le plan de la gestion.

Une interrogation d'occurrence d'un élément rare dans la base de données du Centre de données sur la conservation du Canada atlantique a donné un dossier de la tortue des bois, une des quatre espèces herpétophoniques considérées comme présentant une préoccupation spéciale au point de vue de la conservation dans la région de Saint-Jean.

Zones environnementalement importantes

Les zones environnementalement importantes (ZEI) sont désignées par le MEGLNB. Deux zones environnementalement importantes sont situées dans la zone du projet, et les deux se trouvent à Saint-Jean Est. Le marais Red Head est un réservoir de Canards Illimités, un marais côtier d'eau douce hautement productif où on trouve une variété d'oiseaux nicheurs. Courtenay Bay est une baie de marée et une vasière contenant une concentration d'oiseaux de rivage. C'est aussi une zone d'alimentation pendant l'hiver pour les goélands et les canards.

Composantes biologiques en eau douce

Le pipeline de gaz naturel proposé traverserait six ruisseaux : Bean, Beyea, Hazen et trois tributaires sans nom du ruisseau Hazen. On a trouvé de la truite du ruisseau, des choquemorts et des épinoches à neuf épines dans les ruisseaux. On a trouvé de l'anguille d'Amérique dans le ruisseau en aval de l'étang de Canaport où les réservoirs de stockage de GNL seraient situés. Aucune des espèces découvertes n'est considérée comme rare ou autrement menacée.

c) Environnement marin

La baie de Fundy présente des marées exceptionnellement élevées, variant d'environ 6 m à son embouchure à un maximum de 15,2 m du côté terre. Le substrat est généralement sablonneux et marqué par des affleurements de roches et de substrats rocheux; les marées extrêmes provoquent de l'affouillement le long des plages extérieures et de vastes zones intertidales.

La baie est connue pour ses oiseaux marins résidents et ceux qui y passent l'hiver et est une route de migration importante pour les oiseaux du rivage ainsi que pour les macreuses et autres canards de mer. Les mammifères marins qui utilisent la baie de Fundy sont entre autres les phoques, la baleine et le dauphin.

Environ 70 espèces de poisson ont été enregistrées dans la baie de Fundy, dont la plupart peuvent se trouver près de l'installation de Canaport. Il s'agit d'espèces résidentes et d'espèces qui entrent dans la baie seulement pendant le frai ou les migrations d'alimentation.

Les pêches marines qui entourent Canaport sont incluses dans la région des Maritimes définie par le MPO. En 2001, la région de Scotia Fundy a enregistré des débarquements d'une valeur de 48 millions de dollars, dont le homard, le hareng, le pétoncle et l'oursin vert représentaient la plus grande valeur. Les principales espèces commerciales de la côte Fundy du Nouveau-Brunswick sont : saumon de l'Atlantique (pêche suspendue) et hareng; poisson de fond (morue, aiglefin, goberge, poisson plat et flétan); homard et autres invertébrés d'importance commerciale (oursin vert, pétoncle, mye et bigorneaux) et ascophylle noueuse et dulse.

d) Espèces rares et menacées d'extinction et leurs habitats

Diverses espèces du Nouveau-Brunswick et de l'océan Atlantique (baie de Fundy) indiquées par le Comité sur le statut des espèces menacées de disparition au Canada (CSEMDC) comme des espèces présentant une préoccupation spéciale sur le plan de la conservation ont été aperçues : le petit blongios a été enregistré dans le marais Red Head; l'arlequin plongeur a été aperçu à Anthony's Cove; et le saumon de l'Atlantique, l'esturgeon à museau court et la morue sont aperçus dans la région près du projet. Parmi les mammifères marins indiqués, seul le marsouin commun a été constaté près du projet et la baleine noire de l'Atlantique Nord peut entrer dans les corridors de navigation à l'occasion.

Aucune espèce végétale indiquée par le CSEMDC ou par la *Loi sur les espèces menacées d'extinction* n'a été décelée dans la région du projet. Dix espèces de plantes vasculaires considérées comme rares par le CDCCA ont été décelées dans la région du projet.

e) Milieu socio-économique

Le projet serait situé dans une région rurale peu peuplée du Sud-Ouest du Nouveau-Brunswick, dans la partie est de la ville de Saint-Jean.

L'économie du Sud-Ouest du Nouveau-Brunswick est basée principalement sur les ressources. Les principales ressources intérieures sont liées aux forêts, tandis que les pêches et l'aquaculture dominent les régions côtières et marines; les autres industries comprennent l'exploitation des

gravières et l'agriculture. La majeure partie de la fabrication dans la région (p. ex. usines de pâtes et papiers, transformation du poisson) est effectuée parallèlement aux industries primaires.

Saint-Jean est un centre de service régional, une plaque tournante pour le transport (transport routier, ferroviaire et portuaire) pour les importations et les exportations et la livraison régionale des marchandises; et Saint-Jean sert de centre commercial pour environ 140 000 résidents dans un rayon de 80 km.

Services de transport public

Transport maritime

Le port de Saint-Jean est une autorité portuaire canadienne indépendante et exploitée au niveau local, qui manutentionne en moyenne 25,8 millions de tonnes de fret par année (2001-2002). En 2002, 1 692 navires sont arrivés à ce port. Les types de cargo comprennent les produits forestiers et l'acier, les cargaisons conteneurisées et les cargaisons en vrac comme le pétrole, le potassium et le sel. Actuellement, le nombre de très grandes cargaisons de pétrole brut effectuées à partir du site de Canaport par année peut atteindre 70. Les expéditions de GNL et d'Orimulsion® arriveraient par les couloirs de navigation désignés actuels dans la baie de Fundy.

Transport routier

La promenade Bayside est la principale route de la ville qui mène à la région industrielle de Saint-Jean Est. Le chemin Red Head, le principal accès à l'installation de Mispec Point et Canaport, croise la promenade Bayside à l'entrée du parc industriel Grandview.

Usages des terrains

Le projet est situé dans la municipalité de Saint-Jean.

L'utilisation du terrain du terminal de GNL à l'installation de Canaport fait partie d'une zone industrielle lourde. Ce terrain appartient à Irving. Il n'est pas nécessaire d'apporter des changements à l'utilisation désignée du terrain pour l'installation de GNL. La limite de l'installation proposée est située à environ 750 mètres de la limite la plus près d'une autre zone.

Tous les terrains que le pipeline de gaz naturel proposé traverserait à partir du marais Red Head et jusqu'à Canaport font partie de zones rurales ou résidentielles. Ceux qui se trouvent dans la zone des deux parcs industriels, Grandview et McAllister, font partie d'une zone industrielle lourde.

En plus du terrain particulier qui servira au projet, les usages des terrains actuels dans la zone du projet comprennent les usages résidentiels, commerciaux, forestiers, industriels et récréatifs. L'aménagement et le développement sont réglementés par l'arrêté provincial concernant le district d'aménagement rural et le *Règlement provincial sur la construction* de la *Loi sur l'urbanisme du Nouveau-Brunswick*.

Les usages des terrains dans la région du projet sont principalement réservés aux habitations unifamiliales. Les usages commerciaux le long du chemin Red Head sont principalement des petites entreprises servant un marché local comme des dépanneurs. Les usages industriels comprennent l'installation de Canaport, la raffinerie Irving, deux parcs industriels et la station d'épuration des eaux usées de Hazen Creek.

4. ANALYSE DES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX

a) Environnement atmosphérique

« Environnement atmosphérique » désigne la couche d'air de la surface de la terre jusqu'à une hauteur d'environ 10 km, normalement caractérisée par trois sous-composantes : le climat, la qualité de l'air et la qualité du son (le bruit).

Le rapport conclut qu'aucune relation mesurable de cause à effet a pu être établie entre le projet et le changement climatique.

Un *effet environnemental résiduel néfaste important* sur la qualité de l'air décrit une situation qui aboutit à une augmentation supérieure à 5 % des taux d'émission de masse d'un polluant atmosphérique d'intérêt (particules, SO_2, NOx et CO) dans la région de l'étude pendant une phase du projet, ou qui détériore la qualité de l'air de façon que la concentration maximum au niveau du sol liée au projet de ces polluants mène à un dépassement des normes respectives de la qualité de l'air ambiant.

Un *effet environnemental résiduel néfaste important* sur la qualité du son décrit une situation où une activité liée au projet crée une nuisance pour la propriété résidentielle la plus près : en créant des niveaux de pression acoustique ambiante qui dépassent souvent 55 dB_A pendant une phase du projet; ou où les niveaux ambiants dépassent déjà 55 dB_A, en causant un niveau de pression acoustique qui représente une augmentation de plus de 5 dB_A par rapport aux conditions actuelles.

Analyse des effets environnementaux

Les effets sur le climat sont principalement liés aux changements de la température, des précipitations, du vent et du niveau de la mer à la suite des émissions de gaz à effet de serre qui contribuent grandement aux changements climatiques mondiaux. Puisque le projet émettrait l'équivalent de plus de huit kilotonnes de CO_2 par année, il serait classé comme un grand émetteur final et serait assujetti à la surveillance obligatoire et à la présentation de rapports. Comparativement aux sources d'émissions de gaz à effet de serre au Nouveau-Brunswick et au Canada dont la contribution aux changements climatiques est reconnue comme un problème mondial, les émissions des gaz à effet de serre du projet devraient être très minimes. Néanmoins, le rapport a vérifié l'utilisation de la meilleure technologie disponible qui pourrait atténuer les émissions de gaz à effet de serre et qui serait économiquement viable. Le rapport prévoit également l'utilisation de méthodes de gestion adaptées pour gérer les émissions de gaz à effet de serre pendant la durée de vie utile de l'installation. Le rapport indique que le projet ne devrait pas aboutir à une interaction substantielle avec l'environnement atmosphérique qui entraînerait des changements visibles aux régimes climatiques mondiaux, nationaux ou régionaux.

Pendant la construction, les activités de transport de la terre et d'autres activités de construction pourraient produire de la poussière. Le matériel de construction, une usine à béton au site, les véhicules de navetteurs et de construction, les navires et les barges et les chalands pourraient produire des émissions de gaz de combustion (y compris gaz à effet de serre). Les mesures d'atténuation comprendraient une série de mesures dont l'application de dépoussiérants pendant les périodes d'activités intenses ou les périodes de sécheresse, l'utilisation d'un dépoussiéreur à sacs filtrants sur les silos de béton, l'utilisation de véhicules à carburant de faible teneur en soufre et

l'atténuation de la production de poussière pendant les vents forts. On ne prévoit pas d'effets néfastes importants sur la qualité de l'air à la suite des émissions produites par la circulation accrue de véhicules pendant la construction, vu le débit de circulation prévu et sa courte durée. La circulation pendant l'exploitation serait moins importante et la circulation pendant la mise hors service devrait être comparable aux niveaux pendant la construction.

Les émissions prévues de particules, SO_2 et NOx liées à la construction seraient généralement inférieures à 2 % du total des émissions des principales sources choisies dans le bassin atmosphérique de Saint-Jean, et les émissions de monoxyde de carbone seraient de moins de 4 %. Pendant l'exploitation, les vaporiseurs de combusion submergés ou VCS (six en exploitation et un de secours) utilisés pour regazéifier le GNL en gaz naturel en vue du transport par pipeline et la chaudière alimentée au gaz naturel de 2 930 KW utilisée pour l'approvisionnement de vapeur et de chaleur du procédé et comme chauffeur du fluide thermal devraient être les principales sources d'émissions continues de l'installation. Pendant l'exploitation, les émissions de tous les polluants atmosphériques conventionnels seraient généralement d'environ 2 % du total des principales sources choisies dans le bassin atmosphérique de Saint-Jean. En général, les émissions liées au projet devraient entraîner une augmentation du total des émissions dans le bassin atmosphérique de Saint-Jean de moins de 5 %, et les normes applicables de qualité de l'air ne devraient pas être dépassées. L'ampleur, la fréquence et la durée des activités de mise hors service sont telles que les normes de qualité de l'air ne seraient probablement pas dépassées au cours de cette phase.

Les accidents, les défaillances et les incidents imprévus qui pourraient avoir des effets environnementaux néfastes sur la qualité de l'air sont les accidents de navires, les déversements de matières dangereuses, l'accumulation de gaz dans une zone confinée, les incendies de forêt et d'autres incidents imprévus, ainsi que les incidents improbables comme les attaques terroristes. Le rapport révèle que la plupart de ces incidents peuvent être atténués par l'adoption de mesures d'entretien préventif.

Vu la conception et les exigences rigoureuses relatives à l'exploitation du projet, et les antécédents d'exploitation de l'industrie du GNL, la probabilité d'un déversement important de GNL ou d'un déversement est extrêmement faible. Même si les effets sur la qualité de l'air d'un déversement catastrophique ou d'une émission catastrophique sont considérés comme importants, ces effets n'auront probablement pas lieu.

Une évaluation du traffic de véhicules éventuel sur la route pouvant causer des effets néfastes sur la qualité de l'air pendant la construction a été effectuée pour les chaussées liées au projet. Les concentrations maximales au niveau du sol le long de la route devraient être bien en dessous des normes provinciales de l'air ambiant applicables pour tous les polluants modélisés.

Il pourrait y avoir des effets réversibles, intermittents et de courte durée sur la qualité de l'air pendant la construction, mais l'exploitation à long terme devrait améliorer la qualité de l'air en raison de la réduction des émissions résultant d'un approvisionnement accru de gaz naturel à court terme pour déplacer les autres types de combustibles.

Les activités du projet et le trafic maritime et des véhicules pourraient affecter la qualité du son au cours de toutes les phases. Les mesures d'atténuation prévues comprendraient le contrôle du bruit (p. ex. silencieux) et l'ordonnancement des activités bruyantes pendant les heures de travail normales à la clarté dans la mesure du possible. Des lumières stroboscopiques pourraient être utilisées plutôt que des avertisseurs de recul lorsqu'il est nécessaire de conduire le matériel lourd pendant la nuit.

Les effets environnementaux cumulatifs de ce projet et d'autres projets sur la qualité du son dans la région ne sont pas considérés comme importants.

Importance

Les effets résiduels sur l'environnement atmosphérique sont jugés non importants pour toutes les activités du projet évaluées, sauf les accidents, les défaillances et les incidents imprévus qui sont jugés importants mais peu probables.

Suivi

Plusieurs moniteurs de l'air ambiant sont actuellement exploités par le Réseau national de surveillance de la pollution atmosphérique (RNSPA) et le MEGLNB dans les zones immédiates du projet. Pendant l'exploitation de l'installation, plusieurs moniteurs de gaz naturel seraient utilisés sur la propriété pour déceler les fuites fugitives de GNL ou de gaz naturel, et un programme de réparation et d'entretien préventifs minimiserait et corrigerait les fuites pouvant se produire. On ne prévoit pas d'autres surveillance de routine de la qualité de l'air et du bruit vu les mesures d'atténuation prévues; toutefois, la surveillance du bruit pourrait s'avérer nécessaire pour répondre à toute plainte pouvant provenir des résidents, en particulier durant les activités de construction. Avant la construction, une surveillance du bruit de 24 heures serait effectuée à la plage Mispec. S'il y a des plaintes de nuisance pendant l'enfoncement des pieux, Irving surveillera les niveaux du son et si ceux-ci dépassent les critères importants, l'entreprise Irving élaborera et mettra en oeuvre un plan d'atténuation en consultation avec le MEGL selon les besoins. Le plan d'atténuation des émissions de son peut inclure diverses mesures (p. ex. ordonnancement des travaux, clôtures de son temporaires). Irving travaillerait avec les propriétaires fonciers de la région et ceux à la plage Mispec pour discuter du plan d'action prévu en cas de la détection d'un problème de nuisance causé par le bruit.

Le programme de suivi (indiqué dans l'Annexe G du rapport) fait allusion également à l'établissement de dispositions pour la gestion des émissions de gaz à effet de serre, y compris un inventaire des émissions dans le cadre des rapports du RNSPA, la participation au programme des gros émetteurs finals, et l'examen périodique continu de la meilleure technologie disponible.

b) Eau souterraine

L'eau souterraine a été choisie comme un élément environnemental important en raison du risque de perturbation ou de contamination de l'approvisionnement en eau des résidents le long du chemin Red Head, et près du pipeline.

Un *effet environnemental résiduel néfaste important* est un effet environnemental lié au projet qui détériore la qualité de l'eau souterraine parce que la concentration acceptable maximale, les critères acceptables maximums provisoires ou les objectifs esthétiques ont été dépassés pour un ou plusieurs paramètres selon les Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada en ce qui a trait aux approvisionnements en eau potable domestique, pour une période de plus de 30 jours. Dans le cas d'une concentration qui dépasse déjà les niveaux des Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada, toute augmentation de la concentration liée au projet est considérée comme importante.

Un effet lié au projet est également jugé important s'il réduit la quantité d'eau souterraine récupérable de la couche aquifère pour répondre aux besoins actuels et futurs des usagers actuels.

Analyse des effets environnementaux

Le rapport révèle que la plupart des effets environnementaux physiques et chimiques sur l'eau souterraine seraient probablement temporaires et se produiraient pendant la construction et la mise en service. L'utilisation de l'eau pourrait avoir des effets pendant toute l'exploitation du projet et des déversements pourraient causer des accidents pendant toutes les phases, même si cela est peu probable.

Les activités liées au projet qui peuvent affecter la qualité ou la quantité de l'eau souterraine comprennent la préparation du site, la production de béton et la gestion de l'eau sur le site. L'exploitation de l'installation de GNL et du pipeline, la présence de tranchées et de plates-formes d'abrasion, la gestion de l'eau et la gestion des déchets sur le site peuvent affecter la qualité ou la quantité de l'eau souterraine.

L'écoulement et la sédimentation ou la turbidité de l'eau accrus peuvent provenir du défrichage, de l'essartement et de l'effeuillage de la végétation pendant la préparation du site. L'eau de lavage de la production du béton contiendrait probablement un pH élevé et pourrait affecter la chimie de l'eau souterraine si on permet son écoulement dans le sol. Les mesures d'atténuation comprendraient le contrôle de l'érosion et le confinement.

Les activités de dynamitage pourraient affecter la qualité ou la quantité de l'eau souterraine et causer des dommages matériels aux structures des puits, aux pompes et aux conduites d'eau. Une étude de l'eau de puits résiduelle serait effectuée pour les puits situés à moins de 500 mètres d'une zone de dynamitage avant le début des travaux de dynamitage dans les régions à risque, qui comprendraient les maisons à Rocky Corner.

Un puits sur place serait construit pour fournir jusqu'à 50 m^3/jour d'eau potable (non de l'eau de procédé) pendant la construction et l'exploitation. Le retrait d'eau souterraine pourrait faire baisser la nappe phréatique. Un essai de pompage sera effectué au puits sur place proposé afin d'évaluer la quantité de rabattement prévue. Dès que l'installation aura été mise hors service et que l'eau potable ne sera plus utilisée, le niveau d'eau dans le puits et dans la zone environnante retournera à son niveau d'avant le pompage.

Les eaux usées seraient acheminées vers une fosse septique avec un champ d'épandage. Le ministère de la Santé et du Mieux-être du Nouveau-Brunswick réglemente l'octroi de permis et les exigences pour l'obtention d'un permis relatif à l'épuration sur place des eaux usées. La fosse septique et le champ d'épandage seraient construits conformément au code requis. Les effluents du champ d'épandage pourraient contenir des niveaux élevés de nutriments et de bactéries susceptibles de nuire à la qualité de l'eau souterraine locale. Le puits serait construit pour empêcher l'intrusion de l'eau de surface dans le puits, et l'aménagement serait effectué de façon à orienter l'eau de surface loin du puits.

La défaillance et les accidents qui pourraient affecter la qualité de l'eau souterraine ou la quantité de l'eau souterraine comprennent les déversements de matières dangereuses dans toutes les phases du projet. Le rapport révèle que la probabilité d'un important déversement est faible en raison des méthodes de stockage et de manutention prévues dans le plan de protection de l'environnement, et

les règlements applicables. Les propriétés physiques du GNL (il flotte sur l'eau et s'évapore rapidement) limitent le risque d'effets environnementaux néfastes importants sur l'eau souterraine qui pourraient être causés par les déversements accidentels de GNL.

De grandes quantités de produits pétroliers sont stockées à l'installation de Canaport. Des produits pétroliers seraient stockés aux installations du projet, sous réserve des règlements provinciaux. Il pourrait y avoir interaction seulement si une défaillance ou un accident se produisait à chacune des installations, ce qui est jugé peu probable.

Le projet serait situé à une certaine distance du puits d'eau potable qui se trouve à l'installation de Canaport, pour minimiser le risque d'interférence entre les puits : le risque d'effets environnementaux cumulatifs sur la qualité et la quantité de l'eau souterraine est considéré comme faible.

La présence de matériaux perméables dans les tranchées du pipeline de gaz naturel et de l'Orimulsion® pourrait modifier le débit de l'eau souterraine peu profonde. Toutefois, puisque les deux pipelines partageraient un corridor, l'effet cumulatif devrait être le même que celui d'un pipeline unique.

Importance

Les activités du projet ne devraient avoir aucun effet résiduel important, y compris des effets environnementaux cumulatifs, compte tenu de toutes les mesures d'atténuation proposées. Le rapport conclut que l'eau souterraine près du projet peut répondre aux besoins futurs et actuels.

Suivi

Un inventaire des puits d'eau résidentiels dans une zone située à moins de 500 m des lieux de dynamitage serait dressé avant le début des travaux de dynamitage. Cet inventaire comprendrait une entrevue avec le propriétaire du puits, la documentation des détails concernant la construction du puits, le prélèvement d'un échantillon d'eau pour l'analyse chimique et l'analyse bactériologique et la documentation photographique de l'emplacement du puits. Si plusieurs puits étaient situés dans le rayon de surveillance de dynamitage de 500 m, des puits représentatifs choisis seraient vérifiés, échantillonnés et suivis de près pendant la phase de construction. Les puis situés à moins de 200 m d'autres activités de construction seront vérifiés avant la construction.

La surveillance du niveau de l'eau souterraine sera effectuée pour déterminer le niveau naturel en amont sur le replat structural et se poursuivra pendant la construction. Les exigences relatives à la surveillance seront revues après la vérification du puits pour s'assurer que le programme de surveillance est adéquat. Irving présenterait les résultats à MEGL et d'autres intervenants comme il est indiqué à l'annexe G du rapport.

Irving mettra en œuvre un plan d'urgence (expliqué à l'Annexe G) pour fournir de l'eau temporaire pendant la construction et pour réparer ou remplacer les puits qui auront subi des dommages permanents, si des puits subissent des effets néfastes à cause du projet.

c) Milieu marin

« Milieu marin » désigne toute la flore et toute la faune marines et leur habitat, y compris les espèces qui suscitent une préoccupation spéciale sur le plan de la conservation. La DIE met l'accent sur la zone marine du terminal récepteur, y compris l'extérieur du havre de Saint-Jean jusqu'à l'entrée des canaux de navigation. L'évaluation vérifie également les effets environnementaux possibles d'un accident de GNL dans la baie de Fundy et les effets possibles du projet (y compris le trafic maritime) sur la baleine noire dans l'écosystème de la baie de Fundy. Les espèces indicatrices choisies sont le saumon de l'Atlantique, la baleine noire et le homard.

Un *effet environnemental résiduel néfaste important* sur les invertébrés et les poissons de mer se traduirait par une baisse de l'abondance ou un changement dans la répartition de la population des espèces représentatives ou indicatrices pendant une ou plusieurs générations. Le recrutement naturel ne rétablira peut-être pas la population à son niveau original avant une génération.

Un effet environnemental résiduel néfaste important sur l'habitat du poisson marin entraînera une perte nette non atténuée ou non compensée de l'habitat du poisson comme l'exige le DPP de la *Loi sur les pêches*. Il peut s'agir d'un effet résiduel qui modifie la fonction écologique du milieu marin de façon que l'utilisation de cet habitat par le poisson et l'invertébré ne retourne pas aux conditions de base dans un délai de cinq ans.

Pour les effets possibles sur les espèces marines dont le statut de conservation est particulier, comme la baleine noire de l'Atlantique Nord, un *effet environnemental résiduel néfaste important* comprendrait la perte d'un ou de plusieurs individus d'une population, ou tout changement substantiel par rapport à la distribution, à la migration ou aux régimes de comportement.

Analyse des effets environnementaux

La construction du quai risque d'avoir des effets néfastes sur le milieu marin même si la configuration des pieux exigerait seulement la préparation localisée du plancher océanique. Pour installer les pieux, il faudrait forer dans la roche-mère jusqu'à une profondeur de 5 m. Il pourrait aussi s'avérer nécessaire de faire du moulage latéral et de niveler le plancher océanique. Il faudrait effectuer des travaux de dynamitage pour la voie vers le quai et l'assise du tréteau du quai mais aucun dynamitage ne devrait être nécessaire en dessous de la ligne d'eau ou dans la zone intertidale. La construction du quai pourrait accroître la turbidité de l'eau, et le moulage latéral aboutirait à l'enlèvement de l'habitat benthique et à la mortalité directe des organismes benthiques.

La construction du quai exigerait probablement une DDP du MPO pour permettre la construction de la modification du lit de mer nécessaire afin d'y placer les bases des pieux. La perturbation du lit marin exigerait également un permis de dépôt en mer en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*. Les activités du projet seraient entreprises, lorsque cela serait possible et pratique, en dehors de la période biologiquement sensible.

La zone de l'empreinte du quai serait petite et on prévoit que la construction s'échelonnerait sur une période de neuf mois. Aucuns travaux de dragage ne seraient entrepris pour accueillir les navires à la construction du quai. L'ampleur des effets environnementaux possibles est considérée comme faible, l'étendue géographique serait limitée et les effets seraient limités à un seul événement. À l'exception de la mortalité directe, chacun de ces effets environnementaux possibles est jugé réversible au cours des années.

La mise en service de l'installation de GNL exigerait 95 000 m^3 d'eau de mer pour les épreuves hydrauliques et le nettoyage. Le tuyau d'admission d'eau serait installé au quai, son ouverture étant située à quelques mètres en dessous du niveau des basses marées. Des crépines seraient installées pour empêcher l'entrée de poissons marins. Après les épreuves hydrauliques, les métaux résiduels dans les eaux usées ne devraient pas dépasser les recommandations pour la qualité de l'eau, toutefois l'eau serait analysée et traitée avant d'être évacuée.

L'eau de procédé serait produite à l'installation de GNL pendant les activités normales, à partir des vaporisateurs à combustion submergés et des séparateurs d'huile-eau. Après le traitement, l'eau serait évacuée dans le bassin de rétention à l'est, où elle serait périodiquement déversée dans la baie de Fundy après les épreuves afin d'assurer la conformité avec les recommandations pour la qualité de l'eau. Cette évacuation de l'eau douce aurait probablement des effets néfastes sur le goémon dans la zone intertidale, mais ces effets seraient localisés et réversibles. Le mélange par les courants marémoteurs réduirait tout panache d'eau douce pouvant se former après le point d'évacuation intertidal.

La mise hors service et l'abandon devraient être approuvés en vertu de la réglementation et seraient conformes à toutes les exigences en vigueur à ce moment-là. L'enlèvement du quai entraînerait probablement la perte d'un habitat benthique qui serait établi sur les pieux ainsi que la perte potentielle du poisson et de l'habitat du poisson que le quai aurait pu provoquer. La perturbation du plancher océanique pourrait causer une turbidité temporaire.

Un déversement accidentel, dans le milieu marin, de GNL ou d'Orimulsion pourrait entraîner une mortalité directe au niveau de la population ou au niveau individuel et une perte ou l'évitement de l'habitat. Le comportement du GNL dans l'eau de mer n'est pas bien connu puisque dans l'histoire de l'expédition du GNL, on ne trouve pas de déversement substantiel. Un déversement ferait baisser la température de l'eau rapidement à l'interface de l'air et de l'eau mais les effets diminueraient proportionnellement à la profondeur et ne devraient pas être importants pour les habitats du poisson. À la surface, des niveaux de méthane élevés pourraient entraîner l'asphyxie des mammifères marins provoquer un incendie si une source d'inflammation était présente. Si le GNL déversé atteint la rive, l'habitat intertidal pourrait subir des effets cryogéniques, ce qui causerait une mortalité directe. En général toutefois, étant donné que le GNL flotte sur l'eau et s'évapore rapidement, la persistance des effets environnementaux serait moins sévère et se produirait dans un délai plus court que les autres types de déversement de matières dangereuses. Le rapport indique qu'il commence à y avoir des recherches sur le comportement du GNL dans le milieu marin. Les nouveaux renseignements seraient analysés sur une base constante pour s'assurer que les bonnes méthodes, technologies et procédures d'intervention sont indiquées dans le Plan d'urgence.

Dans le cas d'un déversement d'Orimulsion®, les effets varieraient selon la quantité déversée et l'emplacement et les conditions. Les mollusques pourraient être contaminés par ingestion ou filtration de particules de bitume attirées par la météo. Contrairement au pétrole brut, l'Orimulsion® déversée ne restera pas à la surface mais il s'étendra en profondeur peut-être jusqu'à 1 ou 2 m. Il se disperserait vers les milieux côtiers et les rivages en raison de la forte action marémotrice. Près du site du projet, le goémon dense qui couvre la côte pourrait facilement être enlevé pour atténuer un déversement grave et cette perte d'habitat serait réversible. Saint John ALERT aurait du matériel spécialisé et du personnel qualifié pour gérer les déversements d'Orimulsion® conformément à un plan d'intervention approuvé par le gouvernement.

Il n'y aura probablement pas de collisions de navires-citernes avec des mammifères marins en dehors des couloirs de navigation en raison de la faible vitesse que le navire doit suivre pour manœuvrer et se mouiller. Le trafic maritime produirait également du bruit des hélices susceptible d'affecter le comportement du poisson et des mammifères marins. Toutefois, ce bruit serait de courte durée et serait semblable au bruit actuel à proximité. L'effet général du trafic des navires-citernes sur le milieu marin serait semblable aux effets du trafic des navires-citernes actuels, la fréquence étant légèrement augmentée.

La circulation maritime liée au projet serait accessoire au trafic actuel des navires dans le havre de Saint-Jean et au trafic de navires de pétrole brut à la bouée « monobuoy » de Canaport. Les effets cumulatifs affecteraient le poisson local et son habitat et pourraient faire augmenter les collisions entre les navires et des espèces occasionnelles comme la baleine noire de l'Atlantique Nord. Même si les ressources marines à proximité et le long des tracés établis s'adapteraient probablement aux activités routinières, il y aurait des effets cumulatifs pour le poisson, l'habitat du poisson et les espèces qui présentent une préoccupation particulière au sujet de la conservation.

Importance

Le rapport conclut que les effets environnementaux résiduels sur le milieu marin ne sont pas importants pour toutes les phases du projet et pour toutes les activités du projet qui ont été évaluées. Des effets environnementaux résiduels néfastes importants pourraient découler d'un déversement catastrophique de GNL ou d'Orimulsion®; c'est-à-dire une très grande quantité déversée à une période écologiquement sensible de l'année dans un endroit où des espèces rares menacées ou menacées d'extinction seraient présentes. Un tel événement est très peu probable, selon le bilan de sécurité des navires-citernes de GNL et d'Orimulsion®. S'il y avait une collision d'un navire avec la baleine blanche, ce qui est peu probable, les effets environnementaux seraient importants.

Suivi

Un suivi serait assuré pour évaluer les effets environnementaux des matières solides en suspension sur la colonne d'eau, le dépôt sur le fond, le sort et la stabilité des dépôts de dragage et les effets généraux de la construction sur le milieu récepteur. Le suivi servirait à évaluer le quai comme un substrat pour la colonisation par la vie marine. Si une surveillance s'avère nécessaire conformément à la *Loi sur les pêches* et aux autorisations de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* ou si un programme de suivi s'avère nécessaire conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, ces programmes seront mis en œuvre. S'il est déterminé que la partie marine du projet entraînerait une DDP, un plan de compensation de l'habitat du poisson serait dressé et approuvé par le MPO et la compensation de l'habitat serait suivie pour déterminer son efficacité.

Le programme de suivi mentionné à l'Annexe G du rapport précise que Irving, qui est consciente que de nouvelles recherches ont été effectuées sur le comportement du GNL dans le milieu marin, travaillerait avec les autorités responsables, le MEGLNB et les organismes d'intervention appropriés pour examiner périodiquement cette information et en discuter. Irving s'assurerait que cette information est intégrée, selon ce qui conviendrait, au Plan d'intervention d'urgence et autres aspects applicables de la gestion de l'installation.

d) Poisson d'eau douce et habitat du poisson

« Poisson d'eau douce » désigne le poisson qui vit dans l'eau douce pendant au moins une partie de son cycle biologique. « L'habitat du poisson » désigne les lieux de frai, d'élevage et d'alimentation, les approvisionnements en nourriture et les régions utilisées pour la migration par le poisson ou d'autres organismes dont le poisson dépend.

Un *effet environnemental résiduel néfaste important* décrit une situation qui entraîne une perte nette non atténuée ou non indemnisée de l'habitat du poisson :

- une réduction de la fonction écologique de cet habitat de façon que son utilisation par le poisson et les invertébrés ne retourne pas aux conditions de base dans une période de cinq ans;
- une réduction de l'abondance d'une population de poisson qui dépend de cet habitat, de façon que le recrutement et la reproduction naturelle ne rétabliraient pas la population à son niveau original en une génération (normalement de deux à trois ans).

Les dépassements liés au projet à long terme des recommandations pour la qualité de l'eau du Conseil canadien des ministres de l'Environnement pour la protection de la vie aquatique seraient également jugés importants.

Analyse des effets environnementaux

Bon nombre d'activités de construction qui seraient entreprises dans la zone immédiate des cours d'eau pourraient modifier l'habitat du poisson, en diminuant l'ombrage et la couverture, en modifiant les chenaux suivant l'installation du pipeline et en causant la sédimentation d'importantes caractéristiques de l'habitat comme des dépôts de gravier qui conviennent pour le frai. L'habitat essentiel du poisson (c.-à-d. habitat du frai probable) n'a pas été identifié à moins de 100 m des passages de cours d'eau par le pipeline.

Tous les travaux de préparation du site seraient effectués après l'obtention d'un permis de modification d'un cours d'eau et d'une terre humide et tous les codes et les normes pertinents seraient appliqués. Les mesures de contrôle de l'érosion et de la sédimentation et des zones tampons seraient utilisées selon ce qui conviendrait pour maintenir la qualité de l'eau.

Les mesures d'atténuation des eaux usées produites pendant la construction seraient abordées dans le plan de protection de l'environnement. Au moins, les eaux usées ne se seraient pas éliminées dans une zone de 100 m d'un cours d'eau.

Les travaux de dynamitage qui s'avéreraient nécessaires à l'intérieur ou près d'un cours d'eau seraient effectués conformément aux lignes directrices concernant l'utilisation d'explosifs à l'intérieur ou à proximité des eaux de pêche canadiennes et aux exigences de l'agrément du MPO. Les effets environnementaux pour le poisson et l'habitat pourraient être minimisés par des mesures d'atténuation qui comprennent de façon non limitative l'exclusion du poisson de la zone de dynamitage, l'utilisation d'explosifs non propagateur dont de multiples petites charges.

La préparation du site et la construction des réservoirs de stockage de GNL élimineraient le crique de sortie entre l'océan et le bassin de Canaport. En l'absence de mesures d'atténuation, cela isolerait l'étang et entraînerait la perte directe de l'habitat du poisson. La crique de sortie serait réalignée pour permettre le passage entre la baie et le bassin. Le nouveau chenal du cours d'eau serait construit

avant l'élimination de la crique actuelle. Le réalignement du ruisseau Canaport exigera probablement l'autorisation DDP conformément à la *Loi sur les pêches*.

On prévoit que les interactions du projet avec les ressources en eau douce pendant l'exploitation et l'entretien seront limitées. Des mesures de contrôle de la végétation à moins de 30 m d'un cours d'eau pourraient s'avérer nécessaires, auquel cas un permis de modification d'un cours d'eau et d'une terre humide serait obtenu.

La mise hors service et l'abandon pourraient entraîner un changement dans l'habitat et l'enlèvement du pipeline, ainsi que la mortalité du poisson associée à l'accès public accru à la région. Les accidents, les défaillances et les événements imprévus pourraient interagir avec le poisson et l'habitat du poisson et inclure des incendies de forêt, un déversement de matières dangereuses dans la zone sensible, ou la perte du confinement pendant le passage d'un cours d'eau par le pipeline.

Les populations de poisson actuelles et l'habitat du poisson dans la zone de l'étude indiquent les effets environnementaux cumulatifs des projets précédents et actuels. La qualité de l'eau et la qualité de l'habitat du poisson sont généralement bonnes et l'eau est considérée comme saine. Même si la construction du pipeline entraînerait l'enlèvement d'une certaine végétation aux passages et certaines rives de cours d'eau, en général, les effets environnementaux du projet sont jugés non importants.

Importance

Les mesures d'atténuation pour prévenir ou minimiser les effets néfastes possibles seraient abordées dans le plan de protection de l'environnement et les permis et autorisations applicables. Grâce à la prise de mesures d'atténuation, les effets environnementaux résiduels néfastes pour l'habitat du poisson en eau douce ne devraient pas être importantes.

Suivi

Toutes les activités de construction devraient être inspectées et suivies pour assurer que les ouvrages antiérosion ont été bien installés, entretenus et enlevés. Un inspecteur de l'environnement sur place serait présent pendant la construction de tous les passages de cours d'eau par le pipeline et le réalignement par Irving du crique de sortie du bassin de Canaport pour s'assurer que le plan de protection de l'environnement et toutes les exigences des règlements sont respectés. Ces sites seraient vérifiés sur une base routinière pendant la première année d'exploitation comme l'exige la LCEE afin de garantir que les mesures permanentes de contrôle de la sédimentation et de l'érosion sont efficaces. S'il est déterminé que le projet résultera en un DDP, un plan compensatoire pour l'habitat du poisson sera établi et approuvé par le ministère des Pêches et des Océans et la compensation de l'habitat sera surveillée pour son efficacité. Des rapports seront fournis s'il y a lieu.

e) Milieux terrestres et terres humides

« Milieu terrestre » désigne l'habitat terrestre actuel et la faune, à l'exception des oiseaux migrateurs. « Terre humide » désigne une terre humide définie par la *Loi sur l'assainissement de l'environnement* du Nouveau-Brunswick.

Aux fins de cette étude, les terres défrichées pour le site du projet et les pipelines, sont considérés comme une perte d'habitat permanente. Toutefois, dans le cas de l'emprise du pipeline de gaz, entre

les réservoirs de GNL et la raffinerie Irving, la zone à défricher et à reconfigurer serait généralement un nouveau type d'habitat, qui passerait d'un habitat forestier à un habitat en champ ouvert.

Un *effet environnemental résiduel néfaste important* pour les milieux terrestres et humides désigne une situation qui modifie l'habitat terrestre ou l'habitat en milieu humide de façon à provoquer :

- un changement ou une diminution de la fonction écologique de cet habitat; ou
- un changement ou une baisse de la distribution ou de l'abondance d'une plante rare ou d'une population animale qui dépend de cet habitat, de façon que le recrutement naturel ne rétablirait pas la population à son niveau original en une génération.

Pour ce qui est des espèces de plantes vasculaires rares (classées comme S1, S2 ou S3 par le Centre de données sur la conservation du Canada atlantique et par le ministère des Ressources naturelles du Nouveau-Brunswick comme « pouvant être à risque » ou « sensibles »), un *effet environnemental résiduel néfaste important* décrit une situation qui modifie l'habitat terrestre de façon que la survie à long terme de la population d'espèces est substantiellement réduite.

Un *effet environnemental résiduel néfaste important* sur toutes les espèces menacées ou en voie de disparition indiquées par la *Loi fédérale sur les espèces en péril* ou la *Loi du Nouveau-Brunswick sur les espèces menacées d'extinction* résulte en la perte de tout individu de ces espèces, ou en la perte permanente de l'habitat essentiel de ces espèces.

Analyse des effets environnementaux

Les travaux de préparation du site pour les composantes terrestres du projet comprendraient le défrichage et l'essartement pour l'emprise. Ces travaux contribueraient à la fragmentation de l'habitat. Le creusement des tranchées et les travaux d'installation du pipeline constitueraient des obstacles temporaires au déplacement de la faune. Pendant l'exploitation, l'entretien de la végétation de l'emprise ou la réparation du pipeline pourrait réduire la qualité de l'habitat, causer la mortalité directe des plantes et de la faune, ou entraîner la fragmentation de l'habitat. Les activités de mise hors service sont semblables à celles de la construction, mais la bonification du site ferait renverser la fragmentation de l'habitat à long terme.

Les effets sur le milieu terrestre pourraient être limités par des mesures visant à minimiser la région à défricher, qui a été prise en compte dans le plan et la conception technique du projet. On a situé l'emprise du pipeline et les installations de GNL près des caractéristiques existantes dans la mesure du possible. La majeure partie du terrain touché serait des habitats buissonnants et de lisière, une petite partie étant une forêt côtière adulte.

Le tracé du pipeline proposé serait choisi pour éviter tous les milieux humides sauf deux, la terre humide de 2,4 ha du bassin de Canaport et une tourbière basse de 0,5 ha située le long du pipeline, à 1,2 heure au nord du chemin Red Head. La seule terre humide importante dans la zone d'évaluation est le marais Red Head; toutefois, aucune activité ni aucune composante des travaux ne serait située à moins de 30 m du marais. Le réalignement exigé de la sortie de la crique de Canaport serait conçu pour maintenir l'élévation et la fonction de la terre humide. Vu la roche-mère des deux côtés, il faudrait creuser des tranchées où le pipeline traverse la seconde terre humide et la plus petite. Le creusement de tranchées pourrait avoir des effets environnementaux néfastes, mais ces effets pourraient être atténués par des techniques de construction de protection et le maintien de la fonction de la terre humide.

Vu qu'aucune espèce végétale présentant une préoccupation particulière au point de vue de la conservation n'a été décelée, l'effet sur les plantes rares est jugé non important. Le risque de perte de l'habitat de la tortue des bois pourrait être atténué par l'adoption des mesures utilisées pour modérer les effets possibles sur l'habitat du poisson, en particulier la restriction de la quantité de perturbation du sol et de la végétation dans une zone de 30 m des rives d'un cours d'eau. La circulation accrue des véhicules sur le chemin Red Head pendant toutes les phases pourrait entraîner l'évitement de l'habitat habituel ou limiter la faune et l'empêcher de traverser le chemin. Le rapport révèle qu'il n'y a pas d'habitat essentiel le long du chemin Red Head et que les espèces fauniques utilisant la région s'adapteront probablement au bruit de la circulation.

Les activités commerciales et industrielles précédentes à Saint-Jean ont eu et continuent d'avoir un effet sur les habitats terrestres et en terres humides près du projet. La perte cumulative actuelle et prévue des habitats terrestres dans la région de Mispec Point est d'environ 20 % de la base du terrain. Les réservoirs de stockage de GNL enlèveraient environ 15 hectares d'habitats buissonnants et forestiers. L'établissement du pipeline de GNL modifierait une partie de l'emprise de 9 km de long et de 18 m de large, qui passerait d'un habitat forestier et buissonnant à un terrain couvert d'herbe. Une autre largeur de 12 m d'emprise pour le pipeline d'Orimulsion® s'ajoutera à la superficie totale perdue près du projet. En situant les installations près des zones de perturbation et l'emprise du pipeline immédiatement près des corridors linéaires actuels, on pourrait atténuer les effets cumulatifs possibles du changement et de la fragmentation de l'habitat.

Importance

Les mesures d'atténuation pour prévenir ou minimiser les effets néfastes possibles seraient abordées dans le plan de protection de l'environnement. Grâce aux mesures d'atténuation et de prévention prévues, les effets environnementaux cumulatifs du projet sur les milieux terrestres et les terres humides ne devraient pas être importants.

Suivi

Toutes les activités de construction devraient être inspectées et suivies pour assurer que les ouvrages anti-érosion sont bien installés, entretenus et enlevés. Un inspecteur de l'environnement sur place serait présent pendant la construction pour s'assurer que le plan de protection de l'environnement et les conditions des permis de modification d'un cours d'eau et d'une terre humide sont respectées et que les mesures d'atténuation prévues sont mises en œuvre. De plus, les tranchées ouvertes du pipeline seraient vérifiées afin de s'assurer qu'aucune espèce faunique n'y est piégée ou enfouie.

Un plan de suivi sera mis en œuvre relativement aux deux terres humides, la surveillance devant avoir lieu à des intervalles de trois ans et de cinq ans après la construction du pipeline d'Orimulsion®, et du pipeline de gaz naturel. Le suivi du pipeline d'Orimulsion® pourrait occasionner des changements dans les méthodes de construction si les techniques prévues identiques à celles prévues pour le pipeline de gaz naturel, n'ont pas fonctionné. Un programme de suivi sera aussi mis en œuvre pour le bassin de Canaport, à des intervalles de trois et cinq ans après la construction du nouveau exutoire et en plus du programme de suivi exigé pour toute autorisation de DDP et tout suivi exigé conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.

Pendant l'inspection, toutes mesures d'atténuation qui sont établies ou jugées inefficaces ou inutiles seraient corrigées le plus tôt possible. Toute autre perte de fonction des terres humides serait

signalée au MEGLNB et à Environnement Canada en vue de discuter des mesures correctrices possibles.

f) Oiseaux migrateurs

Les « oiseaux migrateurs » désignent les oiseaux indiqués dans la *Loi sur la convention concernant les oiseaux migrateurs* qui se trouvent aux alentours du projet pendant au moins une partie de leur cycle biologique.

Il y aurait une perte permanente de l'habitat des oiseaux situé dans les limites de la zone de défrichage pour les installations de GNL proposées et le pipeline d'Orimulsion®. Toutefois, dans le cas de l'emprise du pipeline de gaz, entre les réservoirs de GNL et la raffinerie Irving, la zone défrichée serait généralement modifiée. D'un habitat forestier, elle deviendrait un habitat en champ ouvert.

Un *effet environnemental résiduel néfaste important* sur les oiseaux migrateurs décrit une situation qui modifie l'habitat essentiel pour la nidification, l'alimentation ou la migration de façon à provoquer :

- un changement ou un déclin de la fonction écologique de cet habitat; ou
- un changement ou un déclin de la distribution ou de l'abondance des populations d'oiseaux migrateurs dans l'écorégion de la côte Fundy ou dans la baie de Fundy qui dépend de cet habitat, de façon que le recrutement naturel ne rétablira pas la population à son niveau original en une génération.

Analyse des effets environnementaux

Les activités de construction marine et d'exploitation du quai peuvent entraîner l'évitement par les oiseaux migrateurs marins. L'éclairage du site et les phares des véhicules et du matériel lourd peuvent désorienter les oiseaux migrateurs ou les attirer à la zone de construction. Le calendrier prévu évitera la période de migration de pointe des macreuses et des canards de mer, et un éclairage blindé sera utilisé lorsque les facteurs de sécurité le permettent. Les réservoirs de stockage de GNL seront d'une hauteur d'environ 55 m; cette hauteur est moins élevée que celle des ouvrages qui causent habituellement des problèmes de collision avec des oiseaux. Si des mortalités d'oiseaux sont constatées, Irving discutera des techniques de déviation avec le Service canadien de la faune.

L'établissement des pipelines de GNL et d'Orimulsion® modifierait une bonne partie de l'emprise de certains habitats forestiers et buissonnants pour en faire des habitats terrestres recouverts d'herbe. Le tracé des pipelines le long d'alignements semblables, de façon à ce que les deux alignements soient principalement dans la servitude actuelle pour les lignes de transport, pourrait atténuer cet effet possible. Les installations de GNL enlèveraient environ 15 ha d'habitat buissonnant et boisé. On pourrait, en situant les installations à côté des zones de perturbation, atténuer les effets cumulatifs possibles de la perte et de la fragmentation de l'habitat.

Certains projets actuels et précédents comme Canaport et le projet d'Orimulsion® ont affecté les terres humides; toutefois, il est peu probable que ces habitats en terres humides soient très productifs pour la reproduction de la sauvagine, étant donné ce qu'on connaît au sujet de ces habitats avant

l'aménagement. Aucune perte productive de l'habitat de la sauvagine n'est prévue à la suite du projet.

Les accidents, les défaillances et les événements imprévus susceptibles d'avoir des effets néfastes sur les oiseaux migrateurs marins et terrestres comprennent les accidents de navire, les déversements de matières dangereuses, les déversements de GNL ou d'Orimulsion® dans le milieu marin, les accidents de véhicule (c.-à-d. collisions avec oiseaux) et les incendies de forêt. Le rapport tient compte de ces scénarios et des mesures d'atténuation possibles, y compris les mesures de prévention et l'intervention rapide.

Importance

Les mesures d'atténuation pour prévenir ou minimiser les effets néfastes possibles indiquées dans le rapport seront abordées dans le plan de protection de l'environnement. Grâce à l'application de méthodes de protection environnementales adéquates, les effets environnementaux cumulatifs du projet sur les oiseaux migrateurs (y compris accidents, défaillances et événements imprévus) ne devraient pas être importants.

Suivi

Un inspecteur de l'environnement de Irving sur place serait présent pendant la construction pour s'assurer que le plan de protection de l'environnement et les conditions de l'agrément sont respectées. L'état de la migration des macreuses sera déterminé au début de la construction et le cas échéant, suivi pour voir les interactions avec la construction. En raison de l'activité relativement faible des oiseaux au quai qui a été constatée pendant l'hiver, la surveillance pendant l'exploitation en hiver du quai n'est pas justifiée.

L'Annexe G du rapport ajoute que s'il faut commencer la construction au début avril, de concert avec l'observatoire des oiseaux de Pointe Lepreau, une surveillance serait assurée tôt le matin lorsque les macreuses sont dans la région.

g) Pêche commerciale

« Pêche commerciale » désigne les activités de pêches commerciales près du quai du terminal proposé, ainsi que dans le havre de Saint-Jean jusqu'à l'entrée des couloirs de navigation. L'évaluation comprend les effets possibles sur la pêche commerciale d'un accident de GNL dans les couloirs de navigation de la baie de Fundy. La DIE évalue tous les navires qui pêchent actuellement ou de façon saisonnière dans cette zone d'étude et la valeur économique de leur prise totale, ainsi que les ressources à l'intérieur de la zone de pêche désignée par le MPO (beaucoup plus grande) pour lesquelles les pêcheurs détiennent des permis.

Un *effet environnemental résiduel néfaste important* entraînerait une perte nette non atténuée ou non compensée de pêche commerciale à la suite du projet. Cette perte peut consister en un effet environnemental résiduel qui modifie les activités de pêche commerciale ou les ressources piscicoles quant à la qualité ou à l'étendue qui entraîne les conséquences suivantes :

- pêcheurs incapables de pêcher dans la zone visée par leur permis de pêche commerciale pendant une saison de pêche ou plus;

- pêcheurs incapables de poursuivre pendant plus d'un an des activités de pêche économique pour leur gagne-pain dans la zone de pêche pour laquelle ils détiennent un permis commercial;
- pêcheurs incapables de s'adonner à des activités de pêche pendant plus d'une saison de pêche; ou
- un pêcheur risque de subir des blessures ou une perte de vie.

Une baisse radicale des ressources piscicoles à long terme liée au projet, différente des baisses attribuables à la variation naturelle ou une surpêche, serait considérée comme importante.

Aucune loi précise ne vise à protéger les ressources piscicoles marines à des fins commerciales; la protection des ressources marines relève généralement de la *Loi sur les pêches* et de la *Loi sur les océans*. Les ressources marines sont également protégées par la légifération des quotas de pêche, des saisons de pêche et des restrictions pour le matériel et les navires de pêche.

Analyse des effets environnementaux

Irving Oil Limited est propriétaire d'un plan d'eau qui entoure l'installation de GNL proposée. La pêche est permise dans cette zone pourvu qu'elle ne nuise pas à l'exploitation de l'installation de Canaport de Irving. La pêche au homard et le risque de dommages ou de pertes des trappes à homard sont le principal point d'intérêt.

Les travaux de construction du quai auraient lieu en dehors de la saison de pêche, dans la mesure du possible, et les pêcheurs seraient consultés par rapport aux activités prévues. Une zone d'exclusion serait établie selon les besoins pendant la période proposée de neuf mois pour la construction du quai.

Le transport de matériaux de construction par les navires ou l'élimination possible des matériaux de dragage pourrait avoir lieu à l'extérieur du plan d'eau de Irving, ce qui entraînerait la perte temporaire de l'accès à certains lieux de pêche. Irving consulterait les pêcheurs et les agents de réglementation pour choisir les tracés, les voies et les corridors les plus appropriés.

Pendant l'exploitation, le trafic maritime consisterait principalement en des navires-citernes et des remorqueurs mais pourrait également inclure du matériel d'entretien pour le quai proposé. Les couloirs de navigation désignés, les approches (de l'extrémité des couloirs de navigation au quai), les bassins de virage et les lieux d'ancrage des navires seraient utilisés. Les pêcheurs recevraient un avis à l'avance de l'arrivée et du départ des navires.

La mise hors service du quai aurait des effets néfastes semblables à ceux de sa construction, par exemple transport par navires et dragage et dynamitage pouvant s'avérer nécessaires pour enlever les pieux. L'abandon aurait des effets environnementaux résiduels positifs car de nouveaux lieux de pêche seraient créés à la suite de l'enlèvement des pieux.

Les accidents, les défaillances et les événements imprévus, quoique improbables, pourraient avoir des effets environnementaux néfastes importants. Les accidents potentiels liés au GNL dans les couloirs de navigation de la baie de Fundy ont été jugés non importants pour le milieu marin. Ils ne nuiraient donc pas aux pêches commerciales, sauf pour les dommages que pourrait subir l'équipement de pêche sur la surface de l'eau. Des effets néfastes pourraient entraîner un déversement catastrophique d'Orimulsion® (incident peu probable) pendant le déchargement au quai. Les déversements accidentels d'autres matières dangereuses pourraient aussi entraîner l'établissement de zones d'exclusion près des lieux de pêche, ou contaminer l'équipement de pêche.

Toutefois, le plan de protection de l'environnement prévoit des plans d'urgence et d'intervention en cas de déversements pour le milieu marin, et les mesures d'atténuation prévues réduiraient le risque d'accidents.

Les effets cumulatifs du trafic des navires lié au projet et du trafic actuel, y compris le trafic maritime au havre de Saint-Jean et à la bouée « monobuoy » de Canaport, pourraient modifier l'accessibilité des lieux de pêche pour les pêcheurs et possiblement endommager l'équipement de pêche. Toutefois, les mesures d'atténuation prévues (mise en oeuvre des zones d'exclusion) permettraient aux pêcheurs de prévenir la perte d'équipement ou d'éviter des dommages. En période d'exclusion, les pêcheurs pourraient continuer de pêcher ailleurs dans la zone visée par leur permis.

L'indemnisation de la perte ou de l'endommagement des agrès de pêche à l'extérieur des zones d'exclusion sera étudiée sur une base individuelle. Aucune allocation ne sera fournie pour compenser les pêcheurs des pertes ou des dommages aux agrès de pêche à l'intérieur des zones d'exclusion.

Importance

Les effets environnementaux résiduels sur la pêche commerciale, y compris les effets environnementaux cumulatifs, sont jugés non importants pour toutes les activités évaluées du projet. Les exceptions sont les accidents, les défaillances et les événements imprévus qui pourraient avoir des effets néfastes considérables et qui ne se produiront probablement pas.

Suivi

Irving mettra à la disposition des pêcheurs toute l'information sur le projet qui pourrait être liée à la pêche sur son plan d'eau pour chaque phase de projet. Si une autorisation en vertu de la *Loi sur les pêches* est exigée pour les composantes marines du projet, une surveillance de suivi auprès des pêcheurs locaux pourrait s'avérer nécessaire. La présentation d'un rapport annuel par Irving des demandes d'indemnisation liées au projet pour les agrès de pêche endommagés à l'extérieur des zones d'exclusion et des canaux de navigation des navires pourrait aussi s'avérer nécessaire, ainsi qu'une surveillance pour confirmer les prévisions de l'évaluation environnementale.

h) Santé et sécurité

La santé et la sécurité ont été déterminées comme un élément environnemental important principalement en raison des préoccupations au sujet des risques pour la santé et la sécurité du public et des travailleurs que comportent les accidents, les défaillances et les événements imprévus liés au GNL qui pourraient se produire, et ceux qui sont associés aux émissions et aux accidents causant des dommages corporels (travailleur et public). Les accidents liés au trafic des véhicules et des navires-citernes sont également des sujets de préoccupation.

Un *effet environnemental résiduel néfaste important* désigne une situation où un accident, une défaillance ou un événement imprévu pourrait causer une blessure grave (p. ex. blessure invalidante permanente) ou la perte de vie.

Analyse des effets environnementaux

Les effets environnementaux du projet sur la santé et la sécurité du public et des travailleurs sont influencés largement par la conception proposée de l'installation ainsi que par les conditions atmosphériques et météorologiques locales. Les activités conventionnelles du projet ne devraient pas avoir des effets importants sur la santé et la sécurité, principalement en raison du système de gestion de la santé, de l'environnement, des aspects de la sécurité et des mesures d'atténuation prévues.

Les activités de construction seraient effectuées presque entièrement dans l'empreinte du projet et les membres du public ne pourraient pas accéder sans surveillance aux chantiers de construction. Ainsi, le public ne serait pas exposé à la plupart des activités qui pourraient autrement affecter la santé et la sécurité.

Selon le rapport, grâce aux mesures d'atténuation prévues, les seuls effets possibles sur la santé et la sécurité résulteraient d'accidents, de défaillances et d'événements imprévus. Pendant la construction et l'exploitation, l'augmentation du trafic maritime et du trafic de véhicules terrestres pourrait causer des accidents. La circulation routière liée au projet a été évaluée ailleurs dans le rapport, et on a jugé que ces effets ne seraient pas importants. Pendant l'exploitation, les dangers inhérents à la manutention, au stockage et au traitement du GNL et, à un degré moindre, au transport et au déchargement de l'Orimulsion® pourraient causer des accidents.

La santé et la sécurité des travailleurs pourraient être affectées par le bruit, la poussière, les matières dangereuses et les risques conventionnels de la construction liés au levage ou au montage, le travail près de l'équipement lourd, les excavations, le travail en hauteur et la soudure et le découpage. Les niveaux de poussière, de bruit et de gaz combustible seraient inférieurs aux limites réglementaires et leurs effets sur la santé et la sécurité ne seraient pas importants. Les accidents des travailleurs sont abordés dans la loi et les règlements de protection (*Loi sur le transport des marchandises dangereuses*), ainsi que dans le plan de santé et de sécurité de Irving, le manuel du terminal maritime et le système de gestion de la santé, de l'environnement et de la sécurité.

La mise en oeuvre respecterait tous les règlements, codes et normes applicables pour la santé et la sécurité du public et des travailleurs.

Importance

Pour qu'un accident, une défaillance ou un événement imprévu ait des effets environnementaux importants sur la santé et la sécurité, il faudrait un déversement d'une grande quantité de GNL, comme un déversement marin important ou un défaut catastrophique d'un réservoir de stockage. Même si les effets environnementaux pourraient être importants, il est peu probable qu'un tel événement se produise vu le bilan de sécurité des systèmes de GNL, la conception du projet et les mesures d'atténuation prévues pour les déversements de GNL.

Suivi

Les activités de suivi pour chaque phase du projet seraient définies dans le plan de protection de l'environnement et seraient conformes au système global de gestion de la santé, de l'environnement et de la sécurité de Irving.

i) Usage des terrains

La DIE met l'accent sur les changements qui pourraient être apportés à l'usage des terrains contigus à toutes les zones du projet en ce qui concerne les valeurs, l'assurance et l'assurabilité, le bruit, l'aspect esthétique et le risque d'accidents. Les terrains près des terres appartenant à Irving hors site qui sont requis pour les gares de triage ainsi que le chemin Red Head et la vue de la plage Mispec sont compris.

Un *effet environnemental résiduel important* décrit une situation où le projet provoque un changement ou une perturbation qui limite ou détériore les usages de terrains actuels, de façon que les activités ne peuvent pas se poursuivre au niveau actuel et ne sont pas indemnisées.

Analyse des effets environnementaux

Bon nombre d'activités du projet pendant la construction et la mise en service pourraient avoir des effets environnementaux sur les usages de terrains actuels, surtout parce que les travaux de construction proposés pourraient occasionner un accroissement de la circulation au site du projet. Les usages de terrains résidentiels et publics en particulier pourraient subir les effets de l'air, de la poussière et du bruit et des émissions produits par le matériel de construction et la circulation des véhicules accrue.

Les travaux de préparation du site (p. ex. défrichage et essartement, dynamitage, terrassement) enlèveraient la végétation dans la zone immédiate de l'installation de GNL et perturberaient temporairement la végétation sur l'emprise du pipeline. Ils pourraient aussi créer de la poussière. Les activités d'inauguration des travaux seraient limitées à la zone proposée et exigée pour l'installation et le pipeline et ne devraient pas avoir d'effets néfastes sur les aspects de l'environnement naturel.

Les usages de terrains actuels sur certaines propriétés résidentielles le long du chemin Red Head pourraient être déplacés temporairement pendant le creusement des tranchées et l'installation du pipeline, et l'accès à certaines propriétés pourrait être restreint temporairement. Le passage du cours d'eau par le pipeline pourrait interagir temporairement avec l'usage des terres récréatives en limitant temporairement l'accès à certains secteurs des cours d'eau.

Il y aura des incidences à long terme en ce qui a trait à l'usage du terrain le long de l'emprise, car les règlements fédéraux et provinciaux limitent certaines activités (p. ex. excavation) à moins d'une certaine distance du pipeline pour la sécurité du public

Le Code CSA Z276-01 a interdit certains types d'utilisation de terrains près des installations de GNL et exigent des zones d'expulsion pour des raisons de sécurité. Ces exigences sont conformes aux utilisations de terrain actuelles.

Le public craint que la présence du pipeline et de l'installation de GNL près des habitations fasse augmenter les taux d'assurance et diminue les valeurs des propriétés foncières. Une étude récente effectuée par l'Interstate Natural Gas Association of America a révélé qu'il n'y a pas d'effets importants sur les prix de vente des propriétés situées le long d'un pipeline de gaz naturel. Un représentant régional de All State Insurance Company a confirmé que la proximité des installations industrielles (en particulier les installations de GNL) n'est pas un facteur dont on tient compte pour déterminer les taux d'assurance des propriétaires. Tous les aspects du projet seraient construits de

façon à être conformes aux codes et aux normes nationaux et internationaux. Les zones d'exclusion seraient établies autour de l'installation et des mesures de sécurité exhaustives seraient adoptées. La capacité d'utiliser les biens-fonds résidentiels adjacents ne sera pas compromise par le projet. Le rapport a conclu qu'il est peu probable que les taux d'assurance et les valeurs des propriétés subissent des effets néfastes.

On craint également que la vue des réservoirs de stockage de GNL proposés nuise à la beauté naturelle de la région et diminue le nombre de visiteurs de la plage Mispec. L'installation des nouveaux réservoirs près des réservoirs actuels devrait minimiser les effets visuels. Également, une zone tampon boisée de 50 m pour atténuer les effets visuels du chemin Red Head devrait minimiser l'impact visuel. Les réservoirs seraient visibles à partir de la majeure partie de la plage malgré la distance (2,5 km). La vue à distance du poste de mouillage et du navire-citerne à l'horizon serait un peu intrusive du milieu naturel. Le rapport indique que les navires pétroliers mouillent près de Mispec Point depuis 1970 et sont devenus une partie du tissu visuel de la zone riveraine de Saint-Jean.

L'arrivée de nouveaux navires-citernes pendant l'exploitation augmenterait le trafic maritime et pourrait exiger des zones exclusion de sécurité susceptibles de limiter les autres utilisations du milieu marin. Les autres intervenants et utilisateurs de la baie de Fundy et du havre de Saint-Jean seraient avisés des zones d'exclusion et de toutes les autres mesures de sécurité.

Les activités de la mise hors service éventuelle seraient semblables aux activités de la construction, mais moins intrusives et les effets sur les usages des terrains ne seraient pas importants.

Le risque de déversement de matières dangereuses pouvant affecter l'usage des terrains est faible, étant donné la nature du projet et les mesures de prévention prévues qui feront partie du plan de protection de l'environnement. Ces risques seraient atténués davantage par les plans d'intervention d'urgence en cas d'accidents semblables qui minimiseraient les effets. La modélisation de divers scénarios d'accident a révélé que les usages des terrains près de l'installation seraient grandement touchés uniquement dans le cas d'une catastrophe, ce qui est considéré très peu probable. Les effets environnementaux néfastes potentiels d'un accident ou d'un événement imprévu sur les usages des terrains ne sont pas considérés comme importants.

L'installation de Canaport est en exploitation depuis 1970 et les usages des terrains le long du chemin Red Head et dans la région Mispec se sont développés parallèlement à l'installation.

Importance

Les effets environnementaux résiduels du projet sur les usages des terrains, y compris les effets cumulatifs, ne sont pas considérés comme importants.

Suivi

Le rapport ne recommande aucun suivi ni aucune surveillance.

j) Ressources archéologiques et patrimoniales

« Ressources archéologiques et patrimoniales » désigne les vestiges matériels que l'on trouve sur la terre ou sous la terre (y compris le plancher océanique) et qui nous renseignent sur l'interaction

humaine par le passé avec le milieu physique, y compris les lieux historiques et patrimoniaux. Les ressources paléontologiques (roches fossiles) liées au patrimoine biophysique sont aussi prises en compte.

Les ressources archéologiques et patrimoniales ont été désignées comme des éléments environnementaux importants pour tenir compte des intérêts des premières nations qui pourraient subir les effets, ainsi que du public en général et des organismes de réglementation provinciaux et fédéraux. L'importance des effets environnementaux dépend largement de la signification des ressources archéologiques ou patrimoniales qui pourraient être touchées.

Un *effet environnemental résiduel néfaste important* est une perturbation liée au projet ou la destruction de la totalité ou d'une partie d'une ressource archéologique ou patrimoniale qui est considérée par les agents de réglementation provinciaux comme d'une grande importance (en raison de sa rareté, de son état non perturbé, de son importance spirituelle ou de l'importance pour la recherche) et qui ne peut pas être atténuée.

Analyse des effets environnementaux

Les ressources archéologiques et patrimoniales sont des caractéristiques relativement permanentes de l'environnement, mais elles sont très vulnérables aux activités de perturbation du sol (activités de construction) à n'importe quel moment de l'année. Toutefois, les travaux archéologiques sur le terrain pour atténuer les effets néfastes sont plus faciles à exécuter entre la fin du printemps et le début de l'automne lorsque les conditions du sol sont favorables.

Le relevé archéologique de la région pour le projet a permis d'identifier certaines zones où pourraient se trouver des ressources archéologiques importantes. Il est recommandé généralement qu'un archéologue analyse ou examine les zones qui sembleraient vulnérables aux activités de construction, comme le lieu où le pipeline traverserait un cours d'eau. La terrasse de la plage de gravier du côté ouest de la propriété du projet en particulier a été jugé comme offrant un potentiel archéologique élevé. Actuellement, on ne prévoit pas que cette terrasse serait affectée par la construction. Dès que les plans de construction auraient été mis au point, on déterminerait si la plage et la terrasse au nord-est seraient touchées. Sinon, le rapport affirme qu'une zone tampon serait établie pendant la construction; si cette zone risque d'être touchée, il faudrait prendre des mesures d'atténuation appropriées, y compris analyse archéologique, avant la perturbation.

Il y a trois navires naufragés connus près de la côte de Mispec, mais leur emplacement exact n'a pas été déterminé. Les travaux d'excavation au quai peuvent avoir des effets sur les navires naufragés dans la zone de Mispec; toutefois aucun navire naufragé n'a été constaté lors d'un examen des photographies et des vidéos de cette région du plancher océanographique dans le cadre du relevé de l'habitat marin.

Il n'a pas encore été déterminé si les caractéristiques de la Deuxième guerre mondiale à Mispec Point seraient affectées par le projet. Même si ceux-ci font partie du Réseau de défense de Saint-Jean, un lieu historique provincial, ceux-ci n'ont pas été bien documentés, et Irving dresserait un inventaire des caractéristiques avant le début du projet. S'il semble que des caractéristiques seraient affectées, les représentants de la Direction provinciale du patrimoine seraient tenus informés à leur demande.

Il pourrait se trouver d'importantes ressources paléontologiques dans certaines régions de roche-mère près du projet. Un paléontologue pourrait examiner la roche-mère extraite de la tranchée ou de

l'emprise dans ces régions, avant que cette roche-mère soit déposée ou enfouie de nouveau. Des essais géotechniques avant la construction indiqueraient probablement où se trouve la roche-mère le long du tracé du pipeline.

Les accidents, le mauvais fonctionnement et les événements non prévus pourraient avoir des effets importants sur les ressources archéologiques et patrimoniales mais ces incidents sont considérés peu probables. La plupart des accidents qui se produiraient auraient lieu à l'intérieur de l'emprise du pipeline ou aux installations de GNL, où le relevé patrimonial a déjà eu lieu et où une certaine perturbation se produirait pendant la construction. Les incendies de forêt et la défaillance des ouvrages de contrôle de l'érosion sont considérés comme des incidents peu probables, compte tenu des mesures d'atténuation prévues. Les déversements accidentels qui devraient être nettoyés se produiront probablement surtout à l'intérieur de l'empreinte de l'emprise où les véhicules et l'équipement circuleraient et seraient stationnés. Grâce aux mesures de précaution prises par les entrepreneurs, les déversements ont tendance à être peu fréquents et de nature mineure, et n'exigent que quelques travaux d'atténuation restreints. La circulation des véhicules en dehors de l'emprise ne devrait pas avoir des effets néfastes. Les limites de l'emprise et de l'installation de GNL seraient clairement indiquées et un plan de protection de l'environnement recommanderait les mesures que devrait prendre le personnel du projet s'il découvre une ressource patrimoniale imprévue.

Importance

Les effets environnementaux résiduels du projet sur les ressources archéologiques et patrimoniales, y compris les effets cumulatifs, sont jugés peu probables et non importants.

Suivi

L'Annexe G du rapport précise que si on soupçonne la présence de ressources patrimoniales et archéologiques pendant la construction, des procédures qui seront décrites dans le PPE seraient suivies, y compris la cessation des activités de construction dans la région de la découverte et la communication avec l'organisme de réglementation provinciale des ressources archéologiques.

k) Utilisation des ressources et des terres par les autochtones

L'utilisation des ressources et des terres par les autochtones a été choisie comme un élément environnemental important pour évaluer tous les effets environnementaux possibles sur l'usage actuel des terres et des ressources à des fins traditionnelles par les autochtones comme l'exige la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE).

Un *effet environnemental résiduel important* sur l'utilisation des terres pour les autochtones est un changement à moyen ou à long terme découlant du projet par rapport à l'utilisation actuelle des terres contiguës à des fins traditionnelles par les peuples ou les communautés autochtones.

Un *effet environnemental résiduel important* sur l'utilisation des ressources par les autochtones est un changement à moyen ou à long terme découlant du projet par rapport à l'utilisation actuelle des ressources à des fins traditionnelles par les peuples ou les communautés autochtones.

Analyse des effets environnementaux

Le rapport affirme que vu qu'il n'existe aucune utilisation connue des terres et des ressources par les autochtones dans la zone de l'étude, il n'y a pas d'interaction connue entre le projet avec cet élément environnemental important. Par conséquent, les effets environnementaux possibles sont jugés non importants et aucune autre mesure d'atténuation ou de suivi n'est recommandée, bien que Irving poursuivrait les consultations auprès de l'Union des autochtones du Nouveau-Brunswick et d'autres Groupes de Premières Nations.

l) Réseau de transport routier

Le réseau de transport routier a été choisi comme un élément environnemental important du projet en raison de son importance pour le transport sécuritaire du public et des travailleurs du projet, et pour une intervention rapide en cas d'urgence. Le public a aussi dit craindre que l'utilisation liée au projet du chemin Red Head affecte le taux d'érosion et la perte de terrain près du rivage. Le rapport de la DIE met l'accent sur le chemin Red Head et ses chemins complémentaires où la circulation occasionnée par le projet pourrait avoir le plus d'impact.

Nota : Le rapport utilise une mesure des conditions de la circulation définie par le Transportation Research Board. Six niveaux de service sont désignés par les lettres A à F, la lettre A étant réservée aux meilleures conditions du débit de circulation et la lettre F étant réservée aux pires conditions.

Analyse des effets environnementaux

Pendant la construction, diverses activités terrestres exigeraient le transport aller-retour de matériel, de matériaux et de personnel à Canaport et aux points d'accès le long du tracé du pipeline proposé. Les besoins en matière de transport seraient semblables pour la mise hors service. Pendant l'exploitation de l'installation, la circulation liée au projet serait limitée au personnel, aux livraisons, au transport de matériel et aux activités d'entretien.

La circulation pour la construction pourrait avoir des effets sur l'infrastructure routière. Irving Oil Limited travaillerait avec la ville de Saint-Jean afin de définir les besoins d'entretien et de circulation planifiée, et respecterait les limites de poids provinciales et de la ville. La livraison du matériel et du matériau lourd se ferait par transport maritime lorsque cela serait pratique.

Le réseau de transport routier devrait fonctionner efficacement pendant la phase de construction de pointe et pendant toute la durée de vie utile du projet. Les niveaux de service seraient maintenus en général à très bons ou à excellents, sans retards importants, le mouvement tournant le plus faible fonctionnant au niveau C. Irving mettrait en oeuvre des mesures d'atténuation et de gestion de la circulation, y compris covoiturage, horaires de travail décalés, transport par autobus, autres moyens de transport pour l'équipement et sensibilisation des employés aux limites de vitesse.

Pendant toutes les phases, la circulation liée au projet pourrait être impliquée dans des accidents de véhicules. Selon le débit de circulation prévu, le nombre d'accidents ou la gravité des accidents ne devrait pas augmenter considérablement. Les accidents qui se produiraient auraient un effet environnemental temporaire sur le débit de la circulation, en particulier aux heures de pointe. La circulation serait perturbée et les automobilistes feraient face à certains retards dans la région.

Importance

Les effets environnementaux possibles du projet sur le réseau de transport routier dans toutes les phases et en général, sont jugés non importants.

Suivi

Le rapport recommande que la circulation aux intersections de la promenade Bayside et du chemin Red Head et du chemin d'accès à Canaport et du chemin Red Head soit suivie périodiquement pendant les périodes de pointe. Il pourrait s'avérer utile d'apporter des ajustements mineurs au phasage et à la synchronisation de la signalisation de l'intersection de la promenade Bayside et du chemin Red Head pour refléter le débit de circulation directionnel. S'il y a des retards à l'intersection du chemin Red Head et du chemin d'accès à Canaport pendant la phase de la construction, un signaleur pourrait être sur les lieux pendant les heures de pointe en soirée.

m) Main-d'œuvre et économie

« Main-d'œuvre » désigne l'emploi direct par le projet ainsi que la création indirecte d'emplois dans d'autres secteurs.

« Économie » désigne les retombées pour les autres secteurs des économies provinciales et locales découlant des dépenses pour les matériaux et les services, et du revenu généré par le travail.

Un *effet environnemental résiduel néfaste important* pour la main-d'œuvre occasionne des changements néfastes à long terme pour les statistiques actuelles de l'emploi dans la région de Saint-Jean ou du Nouveau-Brunswick à la suite du projet.

Un *effet environnemental résiduel néfaste important* pour l'économie donne lieu à une baisse de l'activité économique à long terme dans la région de Saint-Jean ou du Nouveau-Brunswick à la suite du projet.

Analyse des effets environnementaux

Le rapport affirme que pratiquement toutes les activités de toutes les phases du projet occasionneraient des dépenses pour l'emploi et les activités commerciales. Les avantages directs et les retombées en matière d'emploi et les contrats sont déterminés à l'aide des multiplicateurs du secteur de l'industrie de la matrice inversée des entrées et des sorties pour le Nouveau-Brunswick.

Le projet créerait environ 551 années-personnes d'emploi direct pendant les 42 mois prévus de la construction. Les prévisions préliminaires des coûts de la construction de tout le projet sont de 750 millions de dollars. Le revenu direct du travail de 26,4 millions de dollars générerait une autre somme de 14 millions de dollars en dépenses indirectes provenant des activités de consommation personnelle des travailleurs du projet. Les emplois créés dans d'autres secteurs industriels et des services devraient être de 257 années-personnes. Des dépenses directes pour les matériaux, le matériel et les services de 362 millions de dollars ont été prévues, et les retombées prévues sont d'une autre somme de 211 millions de dollars en dépenses indirectes dans la province.

Les besoins en personnel pendant l'exploitation ont été établis à 20 employés par semaine, selon une rotation de cinq par quart de travail, 24 heures sur 24 et sept jours sur sept. Sur une période de

30 ans, cela représente 600 années-personnes, ce qui créerait 117 années-personnes dans d'autres secteurs. Le personnel à temps plein des opérations serait embauché localement ou de nouveaux résidents seraient recrutés et attirés dans la région. Dans l'un ou l'autre des cas, les taux de chômage étant de 8,2 % à Saint-Jean et de 10,4 % dans la province, il devrait être facile de pourvoir ces emplois sans exercer des pressions sur l'offre de main-d'oeuvre.

La mise hors service et l'abandon de l'installation généreraient de l'emploi et des dépenses pour la main-d'œuvre et les services du travail, et créeraient d'autres emplois et des dépenses dans d'autres secteurs semblables à ceux de la phase de construction. La fermeture éventuelle des installations toutefois mettrait fin à l'emploi à long terme lié à l'exploitation et aux retombées. Les accidents, les défaillances et les événements imprévus pourraient entraîner des fermetures permanentes ou temporaires de l'installation. Les mesures d'atténuation proposées pour la fermeture temporaire ou permanente comprennent l'assurance-emploi temporaire et les programmes de réemploi fournis par le gouvernement fédéral et le gouvernement provincial. Grâce à ces mesures d'atténuation, les effets environnementaux résiduels sur la main-d'œuvre et l'économie ne sont pas considérées comme importants.

Importance

Les effets environnementaux résiduels du projet sur la main-d'œuvre et l'économie sont jugés positifs pour la construction, la mise en service et l'exploitation et non importants pour la mise hors service. Des accidents, des défaillances ou des événements imprévus et la mise hors service éventuelle du projet pourraient occasionner la perte permanente ou temporaire d'emplois pour les opérations et l'activité économique. Selon le rapport, ces incidents n'entraîneraient pas des changements néfastes à long terme dans le domaine de l'emploi ni un déclin à long terme de l'économie de Saint-Jean ou du Nouveau-Brunswick.

Suivi

Le rapport recommande que les gouvernements mettent en oeuvre des programmes temporaires d'assurance-emploi et de réemploi, au besoin, pour atténuer les effets résiduels de la mise hors service ou d'un arrêt non prévu.

n) Navigation maritime

Le rapport de la DIE met l'accent sur le trafic maritime dans les couloirs de navigation (pour les navires-citernes de GNL) et dans le havre de Saint-Jean (navires-citernes de GNL et d'Orimulsion®) de l'extrémité des couloirs de navigation au quai à l'installation de Canaport, ainsi que dans le plan d'eau actuel de Irving. L'activité des navires annuelle pour le projet varie entre 80 et 120 arrivées de navires-citernes de GNL par année et est évaluée à 14 arrivées de navires-citernes d'Orimulsion® par année.

Un *effet environnemental résiduel néfaste important* se produirait si l'accroissement du trafic maritime menait à un accident important et au déversement de la charge du navire dans l'environnement s'il y avait un changement permanent ou à long terme (plus d'un an) dans les trajectoires établies des navires maritimes, ou un changement dans l'accès des navires aux zones normalement accessibles dans le port de Saint-Jean.

Analyse des effets environnementaux

Au cours des 42 mois proposés pour la construction et la mise en service, environ 20 à 30 trajets de remorqueurs sont prévus pour la livraison des matériaux de construction. Ce faible niveau d'activité ne devrait pas perturber la circulation des navires. La construction du quai devrait prendre neuf mois, et pendant cette période, une zone d'exclusion protégerait les navires dans la zone de construction. Le niveau d'activité des navires prévu pour la mise hors service et l'abandon éventuel du projet serait semblable à celui des phases de construction et de mise en service.

Pendant l'exploitation du projet, la circulation maritime consisterait principalement en des navires-citernes de GNL, de navires-citernes d'Orimulsion® et de remorqueurs, et représenterait environ 8 % du trafic commercial global dans le havre même si l'accroissement du trafic dans la zone de Canaport serait beaucoup plus important puisque actuellement seulement 70 environ très grands pétroliers de brut et environ 14 pêcheurs utilisent la zone près de Mispec Point. Nulle autre charge n'est envisagée actuellement et le ravitaillement des navires ne sera pas effectué au quai. Une zone d'exclusion pourrait être implantée à l'approche d'un navire-citerne ou lors du mouillage de ce navire au quai. Les zones d'exclusion devraient se trouver à l'intérieur du plan d'eau de Canaport et seraient d'une durée de 24 à 36 heures pour l'arrivée de chaque navire-citerne. Les intervenants (p. ex. les pêcheurs locaux) seraient avisés à l'avance de l'accès restreint à la zone. Irving s'est engagé à entamer un dialogue avec les pêcheurs près du quai concernant les approches prévues et le moment des déplacements des navires.

Les activités liées au projet occasionneraient une faible augmentation de la densité de la circulation des navires dans le havre de Saint-Jean et dans la baie de Fundy, les navires étant exclus sur une base intermittente de la zone immédiate du quai et du plan d'eau actuel de Irving. Il pourrait y avoir une faible augmentation du temps de transit pour les navires dans la zone de Canaport et des retards, mais une telle hausse pourrait être gérée par SCTM exploitée par la Garde côtière canadienne. L'accès du public et des pêcheurs aux zones dont l'accès n'est pas actuellement limité ne serait pas modifié substantiellement, même si la circulation des navires serait restreinte dans une certaine mesure, et auquel cas un préavis serait donné.

La gestion sécuritaire de la circulation des navires dans le port de Saint-Jean et dans la baie de Fundy est bien établie et régie par des politiques et des modalités d'expédition qui ont fait leurs preuves. L'industrie d'expédition du GNL et de l'Orimulsion® a un excellent bilan de sécurité, qui est expliqué en détail dans le rapport de la DIE, et des critères rigoureux seraient appliqués pour choisir les navires-citernes qui livreraient au quai. Les équipages et les opérateurs seraient formés pour respecter des normes élevées et les officiers choisis pour les navires-citernes d'Orimulsion® connaîtraient l'anglais et la langue prédominante de l'équipage.

Les activités liées au projet à n'importe quelle phase du projet pourraient causer des accidents de navire mais cela est peu probable. Le rapport indique que ce type d'accident causerait seulement une perte temporaire de l'accès ou une modification des routes de navigation grâce à l'établissement de zones d'exclusion en cas de fuites ou de déversements.

Une défaillance catastrophique d'un navire-citerne de GNL ou du confinement du GNL dans un navire-citerne n'est pas considérée comme un événement crédible vu la conception des navires-citernes de GNL et leur dossier de sécurité maritime, et les mesures d'atténuation prévues pour l'expédition de GNL. On juge qu'il est très peu probable que des accidents et des déversements d'une ampleur pouvant affecter les navires dans le port de Saint-Jean se produisent.

Le trafic accru de navires-citernes lié au projet pourrait nuire aux expéditions de pétrole brut à l'installation de Canaport et d'Orimulsion® au quai. Toutefois, la DIE du projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove a révélé que les expéditions d'Orimulsion® n'auraient pas d'effets sur le trafic des navires. Les effets environnementaux cumulatifs les plus importants qui pourraient se produire seraient liés au trafic des navires de pétrole brut à la bouée « monobuoy » de Canaport pendant l'exploitation.

Irving Oil Limited est propriétaire et exploitant de l'installation de Canaport, et cette installation reçoit des expéditions de pétrole brut de façon sécuritaire depuis 1970 : il existerait une grande collaboration entre Canaport et le projet et des protocoles et des modalités de communication sont déjà bien établies. L'accroissement nominal du trafic de navires-citernes lié au projet n'entraînerait pas d'effets environnementaux non gérables pour la navigation des navires. Il faut noter que le pilotage est assuré pour tous les pétroliers bruts et serait fourni pour les pétroliers de GNL et d'Orimulsion par l'Autorité de pilotage de l'Atlantique – Pilotes du havre de Saint-Jean.

Importance

Les effets environnementaux résiduels du projet sur le trafic maritime, y compris les effets environnementaux cumulatifs, ne sont pas jugés importants.

Suivi

Comme il est indiqué à l'Annexe G du rapport, un Manuel du terminal maritime serait préparé en consultation avec l'Autorité portuaire de Saint-Jean, les pilotes de l'APA et du havre de Saint-Jean, la Garde côtière canadienne et Transports Canada. Ce manuel expliquerait les modalités précises à suivre pour gérer le trafic des navires dans le havre de Saint-Jean et au quai, y compris l'établissement de zones d'exclusion. Aucun programme de surveillance ou de suivi n'est proposé. Un programme de suivi peut être une exigence de la *Loi sur la protection des eaux navigeables* pour la construction ou l'exploitation du terminal marin. Également, Irving a proposé de consulter les intervenants (p. ex. les pêcheurs) des tracés et des zones d'exclusion.

o) Effets de l'environnement sur le projet

La définition des « effets environnementaux » dans la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE) (Paragraphe 2(1)) comprend « les changements au projet qui peuvent être causés par l'environnement. » Les types d'activités environnementales qui pourraient avoir des effets sur le projet comprennent les prévisions météorologiques extrêmes, les changements climatiques, la stabilité de la pente du chemin de Red Head, les pluies acides et les brouillards acides et les incendies de forêt.

Un *effet résiduel important* de l'environnement sur le projet aurait les résultats suivants :

- interruption à long terme du service;
- perte substantielle de l'échéancier du projet;
- dommage à l'infrastructure qui compromet la santé et la sécurité du public;
- dommage à l'infrastructure dont la réparation ne serait pas techniquement ou économiquement réalisable.

Analyse des effets

Les matériaux précisés pour la construction du projet seraient conformes à tous les codes applicables et assureraient le maintien de l'intégrité structurelle dans les conditions météorologiques et climatiques prévues, y compris les effets corrosifs de l'exposition à long terme à l'embrun.

Les vents forts, la brume dense, la pluie ou la neige pourraient affecter le transfert du combustible au quai. Si les conditions de la mer ne permettent pas une opération sécuritaire, les navires-citernes ne seront pas autorisés à accoster mais ils seront dirigés vers les postes de mouillage du port de Saint-Jean.

Les activités de construction liées au projet pourraient également être reportées; toutefois, le calendrier proposé ne permet pas des conditions météorologiques normales pour la région. Le plan de protection de l'environnement comprendrait des dispositions pour le drainage du site et des contrôles d'érosion et de sédimentation afin d'atténuer les effets des inondations.

Il y a déjà eu de l'érosion et un glissement de talus dans une section de Red Head Bluffs. La ville est consciente du risque des effets sur l'utilisation résidentielle des terres et sur le chemin Red Head et envisage la construction d'une voie de contournement mais elle n'a pas de projets pour cette construction. Le rapport affirme que vu l'instabilité du chemin de la ville, on ne peut pas rendre Irving Oil Ltd. responsable des dommages matériels qui pourraient être causés par cette condition préexistante.

L'accroissement des températures prévues résultant des changements climatiques ne proviendrait pas d'un effet de l'environnement sur le projet. Même s'il pourrait y avoir une légère augmentation du nombre des transferts reportés à la suite d'une augmentation du nombre de tempêtes ou de la durée des tempêtes, l'accroissement des précipitations ne serait pas un facteur qui limiterait les opérations du projet. Le terminal maritime viserait à tenir compte de l'accroissement prévu maximum du niveau moyen de la mer, alors que les installations du projet sur la terre ne devraient pas être touchées.

Importance

Les ingénieurs dresseraient les plans conceptuels du projet de façon à ce qu'il résiste aux effets de l'environnement, en adoptant de bonnes méthodes techniques et en appliquant divers codes et normes. L'environnement pourrait avoir des effets sur les activités de construction, le transfert du combustible et l'émission du gaz naturel; toutefois, la flexibilité du calendrier est jugée adéquate pour répondre à ces préoccupations. Même si un tremblement de terre d'une ampleur substantiellement plus élevée que les tremblements auxquels les ouvrages pourraient résister d'après leur conception, pourrait avoir un effet important, un tel événement est extrêmement peu probable. En général, vu les mesures d'atténuation prévues, tous les effets résiduels de l'environnement sur le projet ne devraient pas être importants.

5. CONCLUSION

Le rapport basé sur les résultats de l'étude d'impact sur l'environnement conclut que le projet n'aurait pas d'effets environnementaux néfastes importants après l'application des mesures d'atténuation indiquées.

Le rapport intégral de la DIE contient environ 775 pages (sans les annexes) et présente de l'information détaillée ainsi que des cartes et des tableaux. Ceux qui sont intéressés à consulter le rapport intégral de la DIE, peuvent en obtenir des exemplaires aux endroits indiqués ci-dessous :

- Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, 20, rue McGloin, Fredericton (N.-B.)
- Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, 8, rue Castle, Saint-Jean (N.-B.)
- Bayview Convenience, 1197, chemin Red Head, Saint John (Nouveau-Brunswick)
- Care Centre, Place McAllister, 519, chemin Westmorland, Saint John (Nouveau-Brunswick)
- Ville de Saint John, 15, Market Square, 10e étage, Hôtel de ville, Saint John (Nouveau-Brunswick)
- Bibliothèque publique régionale de Saint-Jean, 1, Market Square, Saint John (Nouveau-Brunswick)
- Centre SNB – Saint John, 15, King Square Nord, 1er étage, Saint John (Nouveau-Brunswick)

6. POSSIBILITÉS POUR LE PUBLIC D'EXPRIMER DES COMMENTAIRES

Après la publication de la documentation de l'EIE pour étude, le public est invité à commenter le rapport et à assister à la séance publique qui se tiendra aux dates et lieux suivants :

LE 29 JUIN 2004, à compter de 19 h
À l'AUDITORIUM SIMONDS LIONS
185, chemin Loch Lomond, Saint John (Nouveau-Brunswick)

Pour s'inscrire afin de présenter un exposé à la rencontre publique, il faut communiquer avec le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux (MEGL) au 506 453-3700 (frais virés). La rencontre publique sera aussi une occasion d'exprimer des commentaires généraux.

Prière d'envoyer les commentaires écrits, qui devraient être reçus au plus tard le 14 juillet 2004 ou dans les 15 jours suivant la date de la rencontre publique, dans la langue officielle préférée à la :

Direction de l'évaluation des projets – Projet GNL de Irving
a/s Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux et Agence canadienne d'évaluation environnementale
C.P. 6000 (20, rue McGloin) Fredericton (N.-B.) E3B 5H1
Tél. : 506 444-5382, téléc. : 506 453-2627, courriel : EIA-EIE@gnb.ca

À la fin de cette période, un sommaire des réactions du public sera préparé et mis à la disposition du public. Le Cabinet provincial peut prendre une décision concernant le projet à n'importe quel moment après cette date.

7. PERSONNES-RESSOURCES

Pour plus d'information concernant le processus de l'EIE, communiquez avec :

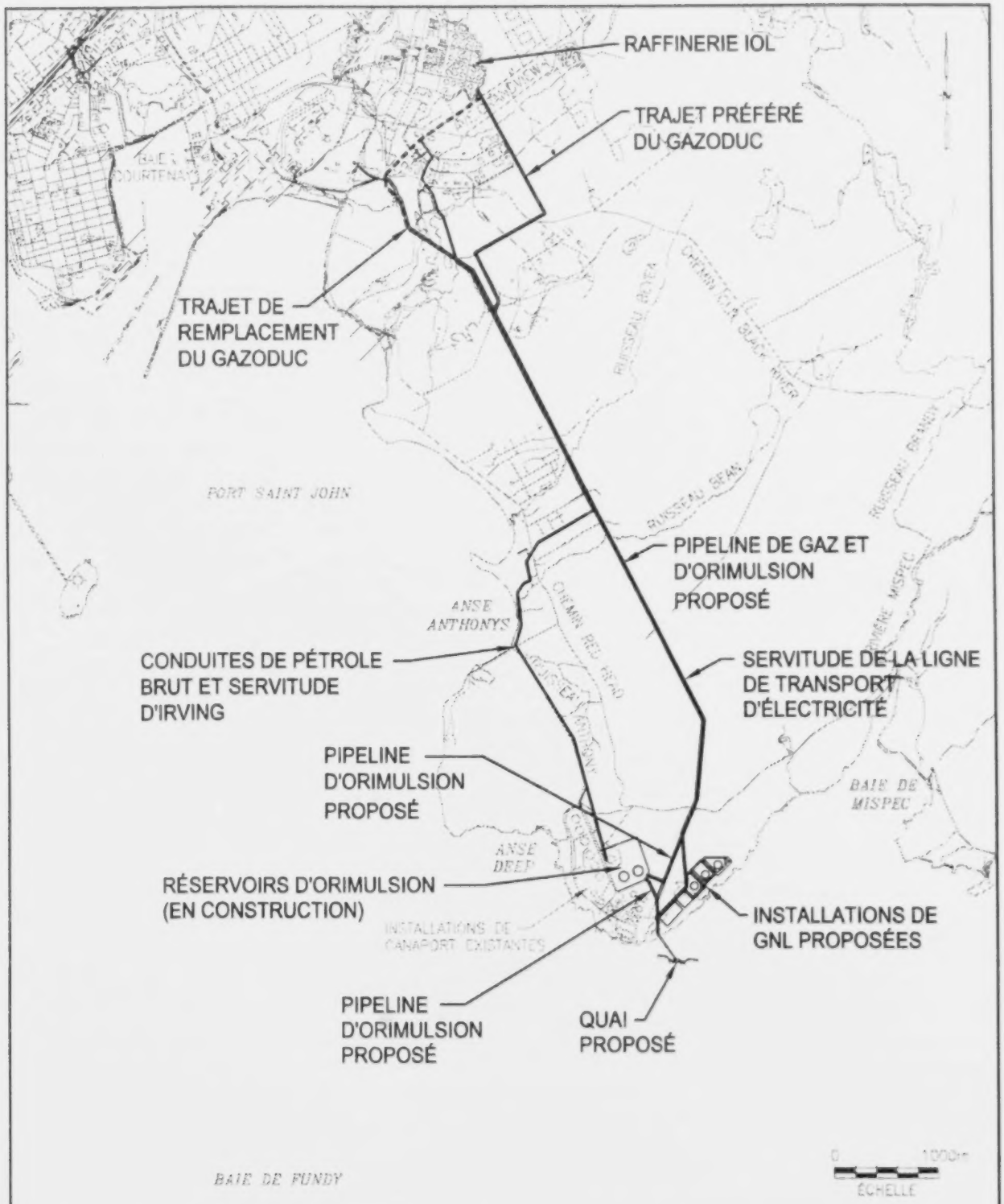
Germaine Pataki-Thériault, gestionnaire de projet
Direction de l'évaluation des projets
Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux
C.P. 6000, Fredericton (N.-B.) E3B 5H1
Téléphone : 506 444-5382
Télécopieur : 506 453-2627
Courrier électronique : germaine.pataki-theriault@gnb.ca

Pour plus d'information concernant le processus de consultation publique, communiquez avec :

Michelle Daigle, coordonnatrice de la consultation publique
Direction des services éducatifs
Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux
C.P. 6000, Fredericton (N.-B.) E3B 5H1
Téléphone : 506 453-3700
Télécopieur : 506 453-3843
Courrier électronique : michelle.daigle@gnb.ca

Pour plus d'information sur le projet de GNL, communiquez avec :

Irving Oil Limited
Saint-Jean (Nouveau-Brunswick) E2L 4H6
Téléphone : 506 202-2000
Télécopieur : 506 202-3121
Courrier électronique :



AMÉNAGEMENT GÉNÉRAL DES ÉLÉMENTS CLÉS PROJET DE GNL DE CANAPORT	Date: 06 02 2004	Échelle: 1 : 50 000	Jacques Whitford Consulting Engineers Environmental Scientists
	No travail: 15089	No figure: 2.1	

New Nouveau Brunswick CANADA

Communiqué de presse *Communications Nouveau-Brunswick*

Environnement et Gouvernements locaux

Approbation de l'EIE concernant le projet de GNL de Irving Oil Limited (04/08/10)

NB 855

le 10 août 2004

FREDERICTON (CNB) - Après un examen approfondi, le gouvernement provincial a décidé de donner le feu vert à Irving Oil Limited pour entamer l'aménagement d'une installation de gaz naturel liquéfié (GNL) sous réserve de 24 conditions, a annoncé aujourd'hui le premier ministre, Bernard Lord, la ministre de l'Environnement et des Gouvernements locaux, Brenda Fowlie, et le ministre de l'Énergie, Bruce Fitch.

« Ce projet permettra à Saint-Jean de devenir une plaque tournante de la production d'énergie dans l'est du Canada, a souligné le premier ministre Lord. Si Irving Oil Limited décide d'entreprendre la mise en oeuvre de ce projet, nous sommes confiants que le Nouveau-Brunswick sera doté du premier terminal maritime de gaz naturel liquéfié et du premier quai polyvalent au Canada. »

Le premier ministre, Bernard Lord- Vidéo: ***(Original)*** ***(Traduction)*** *Audio :* ***(WMA)*** *- (audio/vidéo)*

Irving Oil Limited prévoit construire et exploiter ce terminal maritime de gaz naturel liquéfié et ce quai polyvalent à Mispec. Le projet proposé comprend trois réservoirs de stockage de GNL, l'infrastructure connexe, une installation de regazéification qui permettra de reconvertir le gaz naturel liquéfié à un état gazeux et un terminal maritime servant à la réception et au déchargement du gaz naturel liquéfié à partir des navires-citernes. Le gaz naturel liquéfié est un gaz naturel principalement composé de méthane, qui a été refroidi à un état liquide à une température de moins 162,2 °C.

« Des organismes du gouvernement municipal, provincial et fédéral ainsi que le public ont effectué un examen approfondi de ce projet, a indiqué la ministre Fowlie. Nous estimons que les conditions prescrites dans le cadre de cette approbation fournissent les mesures de protection nécessaires afin de s'assurer que l'installation sera construite et exploitée en respectant pleinement l'écologie. »

Parmi les 24 conditions établies, mentionnons l'exigence de soumettre plusieurs documents à l'examen de divers organismes. Ces documents comprennent, entre autres, un plan de protection de l'environnement, un plan de lutte contre la pollution pétrolière, un plan de sécurité du site, un exercice de simulation maritime et un manuel du terminal maritime, en plus d'énoncer des dispositions pour un plan d'évacuation d'urgence.

Irving Oil Limited devra également affecter une personne à titre d'agent de la conformité et de la surveillance de l'environnement, élargir la participation du Comité de liaison environnementale communautaire et élaborer une base de données de suivi qui sera accessible à ce comité de liaison afin d'assurer le suivi de la conformité aux permis et aux conditions relatives à l'approbation.

« Il s'agit certes d'une annonce d'envergure pour le secteur de l'énergie de notre province, a souligné le ministre Fitch. Elle est importante pour plusieurs raisons, et ce qui n'est certainement pas la moindre, cela permettra de garantir l'approvisionnement du gaz naturel de façon sécuritaire pour les foyers et les entreprises de notre province. Nous sommes persuadés que le terminal maritime de gaz naturel liquéfié et le quai polyvalent entraîneront des bénéfices tangibles pour notre province durant de nombreuses années. »

Les documents concernant ce projet, y compris la liste complète des conditions d'étude d'impact sur l'environnement, le sommaire de la participation publique et le rapport du comité indépendant, peuvent être consultés en ligne au : http://www.gnb.ca/0009/0377/0002/0008-f.asp ou en téléphonant au (506) 453-3700.

2004-08-10

PERSONNES-RESSOURCES : Chisholm Pothier, Cabinet du premier ministre, (506) 453-2144; Jason Humphrey, communications, Environnement et Gouvernements locaux, (506) 453-3700.

2004-08-10

Services de rédaction et du Web
Communications Nouveau-Brunswick
Fredericton (N.-B.) CANADA
courrier électronique : wwwcnb@gnb.ca

LES CONDITIONS RELATIVE À LA DÉCISION
Project de construction d'un terminal maritime de gaz naturel liquéfié et quai polyvalent de Irving Oil Limited

En vertu du paragraphe 16(2) du Règlement sur les études d'impact sur l'environnement – Loi sur l'assainissement de l'environnement, le lieutenant-gouverneur en conseil, après avoir examiné le rapport et la recommandation du ministre, conformément au paragraphe 16(1), approuve le projet de construction d'un terminal maritime de gaz naturel liquéfié et quai polyvalent de Irving Oil Limited décrit dans le document intitulé « Déclaration de l'impact sur l'environnement – Projet de terminal maritime de gaz naturel liquéfié et quai polyvalent » le 23 mars 2004 sous réserve des conditions suivantes :

1. Irving Oil Limited doit obtenir tous les agréments requis en vertu des autres lois et règlements provinciaux et fédéraux applicables et se conformer à tous les codes applicables tout au long du projet;

2. le projet doit être entrepris dans les trois ans qui suivent la date du présent agrément. S'il ne peut être entrepris dans ce délai, il doit être enregistré de nouveau, conformément au Règlement sur les études d'impact sur l'environnement – Loi sur l'assainissement de l'environnement (Règlement du Nouveau-Brunswick 87-83), à moins d'un avis contraire du ministre de l'Environnement et des Gouvernements locaux;

3. Irving Oil Limited doit respecter les obligations, les engagements, la surveillance et les mesures d'atténuation proposées qui sont énoncés dans le document intitulé « Déclaration de l'impact sur l'environnement – Projet d'un terminal maritime de gaz naturel liquéfié et quai polyvalent » le 23 mars 2004 (y compris l'annexe G du document) et de tout autre document ou de toute autre correspondance préparés par Irving Oil Limited, ou ses agents, jugés applicables par le ministre pour ce projet, et prendre les mesures nécessaires pour que tous ces entrepreneurs, sous-traitants et travailleurs du projet les respectent. Irving Oil Limited doit aussi soumettre au directeur de l'Évaluation des projets du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, à des fins d'étude et d'approbation avant la construction, un plan de mise en œuvre décrivant comment elle respectera lesdites obligations et les lesdits engagements et comment elle mettra en œuvre ladite surveillance et lesdites mesures d'atténuation proposées;

4. si une modification est apportée aux obligations, aux engagements, à la surveillance et aux mesures d'atténuation proposées qui sont énoncés à la condition 3 ci-dessus, Irving Oil Limited doit :

    (i) demander la modification par écrit;
    (ii) justifier chaque modification relative aux conditions particulières au site;

(iii) expliquer comment la modification comporte un niveau de protection environnementale équivalent ou supérieur à la mesure initiale; et

(iv) soumettre au directeur de l'Évaluation des projets du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux toute modification aux obligations, aux engagements, à la surveillance et aux mesures d'atténuation proposées;

5. la partie du présent agrément portant sur le quai polyvalent s'applique uniquement à l'utilisation du quai polyvalent pour le déchargement du gaz naturel liquéfié ou de l'émulsion de bitume (dont une forme est connue comme l'Orimulsion®). Tout autre usage du quai polyvalent doit être enregistré en vertu du Règlement sur les études d'impact sur l'environnement – Loi sur l'assainissement de l'environnement (Règlement du Nouveau-Brunswick 87-83);

6. un plan de protection de l'environnement (PPE) pour la construction et l'exploitation de l'installation doit être soumis à l'approbation du directeur de l'Évaluation des projets du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux avant le début de la construction. Une composante de ce plan doit énumérer les mesures que prendra Irving pour réduire les effets possibles du bruit (y compris le soir) sur les résidents du secteur et le moment où ces mesures seront mises en œuvre. Irving Oil Limited devra aussi voir à ce que les travaux soient exécutés conformément au PPE approuvé. Le PPE doit être soumis à des fins d'approbation, par étape, seulement après qu'une demande a été approuvée par le directeur de l'Évaluation des projets du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux;

7. l'exercice de simulation prévu à la section 5.14.5.1.2 de la « Déclaration de l'impact sur l'environnement – Terminal maritime de gaz naturel liquéfié et quai polyvalent » le 23 mars 2004 mentionné à la condition 3 ci-dessus doit être planifié en tenant compte des réactions de l'Autorité de pilotage de l'Atlantique, de l'Association des pilotes du havre de Saint-Jean, de l'Autorité portuaire de Saint-Jean, de Sécurité maritime de Transports Canada et de la Garde côtière canadienne. Irving Oil Limited doit obtenir l'approbation écrite de l'Autorité de pilotage de l'Atlantique quant à la pertinence et à la tenue de l'exercice de simulation, avant le début de la construction du quai polyvalent;

8. le Manuel du terminal maritime doit être préparé en consultation avec la Garde côtière canadienne, l'Autorité portuaire de Saint-Jean, l'Autorité de pilotage de l'Atlantique, l'Association des pilotes du havre de Saint-Jean et Sécurité maritime de Transports Canada. Il doit aussi être soumis à Sécurité maritime de Transports Canada en vue d'une approbation écrite avant qu'aucun navire transportant du gaz naturel liquéfié ou de l'émulsion de bitume (dont une forme est connue comme l'Orimulsion®) ne pénètre dans la baie de Fundy pour effectuer la livraison au quai polyvalent. L'ébauche du plan doit être soumise à la Garde côtière canadienne, à l'Autorité portuaire de Saint-Jean, à l'Autorité de pilotage de

l'Atlantique, à l'Association des pilotes du havre de Saint-Jean et à Sécurité maritime de Transports Canada six mois avant le premier envoi à l'installation. Irving Oil Limited doit aussi respecter les dispositions précisées dans le Manuel du terminal maritime approuvé;

9. un plan d'urgence détaillé en cas de pollution par les hydrocarbures doit être préparé par l'exploitant de l'installation de manipulation des hydrocarbures et être approuvé par le directeur général des Services environnementaux régionaux du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, avant qu'aucun navire transportant de l'émulsion de bitume (dont une forme est connue comme l'Orimulsion®) ne pénètre dans la baie de Fundy pour effectuer la livraison au quai polyvalent;

10. Irving Oil Limited doit subventionner un poste d'agent de la conformité et de la surveillance de l'environnement pendant la période de construction et d'exploitation de l'installation. Ce poste doit relever du bureau régional de Saint-Jean du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux. Les tâches de l'agent comprennent, mais non exclusivement, la surveillance de la conformité aux engagements pris et la coordination des examens des plans entre les divers paliers d'administration. L'agent doit aussi s'assurer que le public est bien informé. Le mandat sera établi par le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux;

11. Irving Oil Limited doit établir une base de données de suivi qui peut être utilisée pour vérifier et documenter la conformité avec toutes les conditions matérielles des permis et de l'agrément, et avec tous les engagements matériels pris par Irving Oil Limited, tels que décrits dans le document intitulé « Déclaration de l'impact sur l'environnement – Projet de terminal maritime de gaz naturel liquéfié et quai polyvalent » le 23 mars 2004 (y compris l'annexe G dudit document), au cours du processus d'examen réglementaire et de la phase de conception du projet. Les lignes directrices relatives à cette base de données seront élaborées en consultation avec la Direction de l'évaluation des projets du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux. Après la création de la base de données et avant le début des travaux de construction, Irving Oil Limited doit mettre à jour la base de données chaque mois, pendant la période de construction, et soumettre une copie électronique de la base de données au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, à l'agent de la conformité et de la surveillance de l'environnement (selon la condition 10) et au Comité de liaison environnementale communautaire comme il est mentionné à la condition 12 du présent document, afin de suivre et de documenter la conformité pendant la construction;

12. Irving Oil Limited doit accroître le nombre de membres du Comité de liaison environnementale communautaire pendant la construction et l'exploitation du projet afin d'inclure d'autres intervenants intéressés, y compris la Saint John Citizens Coalition for Clean Air. La composition ainsi que le mandat du comité

doivent être déterminés en collaboration avec le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux;

13. la surveillance et l'évaluation de la circulation pendant la construction doivent être effectuées en consultation avec le Comité de liaison environnementale communautaire, le Service de police de Saint-Jean, la Division de la circulation et le service d'ingénierie de la ville de Saint-Jean. Des mesures d'atténuation devront être prises au besoin par Irving Oil Limited;

14. avant le début de l'exploitation de l'installation, Irving Oil Limited doit préparer un plan d'évacuation en cas d'urgence et le soumettre à l'approbation du chef du Service d'incendie de Saint-Jean et du directeur de l'Organisation des mesures d'urgence du Nouveau-Brunswick, ministère de la Sécurité publique. Une ébauche dudit plan doit être soumise au moins six mois avant le début de l'exploitation de l'installation;

15. Irving Oil Limited doit prévoir un autre chemin d'accès au site à partir de la propriété de Canaport en cas d'urgence, avant l'exploitation de l'installation;

16. les coûts liés à la formation initiale et continue annuelle des premiers intervenants dans des situations d'urgence touchant l'installation de gaz naturel liquéfié seront assumés par Irving Oil Limited. La formation doit être à la satisfaction du chef du Service d'incendie de Saint-Jean et doit être semblable et actualisée aux programmes de formation destinés aux installations de gaz naturel liquéfié aux États-Unis;

17. le plan d'intervention d'urgence doit être soumis au chef du Service d'incendie de la ville de Saint-Jean et au directeur de l'Organisation des mesures d'urgence du Nouveau-Brunswick du ministère de la Sécurité publique, à des fins d'approbation, avant le début de l'exploitation de l'installation. Une ébauche du plan doit être soumise six mois avant l'exploitation de l'installation;

18. Irving Oil Limited doit faire effectuer une évaluation des risques et de l'activité sismique du site avant l'achèvement de la conception finale du réservoir. Irving Oil Limited doit soumettre l'évaluation au directeur de l'Évaluation des projets du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, à des fins de commentaires et d'approbation, avant l'achèvement de la conception finale du réservoir;

19. Irving Oil Limited doit tenir un registre continu des résultats des recherches sur le comportement du gaz naturel liquéfié dans un milieu marin et terrestre, et le soumettre à Environnement Canada chaque année. Irving Oil Limited doit adapter l'intervention d'urgence de l'installation, s'il y a lieu;

20. Irving Oil Limited doit respecter les nouvelles exigences de sécurité maritime de Transports Canada établies dans le Code international pour la sûreté des navires et

installations portuaires de l'Organisation Maritime Internationale. Les exigences du Code ISPS sont mises en œuvre par l'application du Règlement sur la sûreté du transport maritime du Canada et des modifications à la Convention internationale de 1974 pour la sauvegarde de la vie humaine en mer. Conformément au Règlement sur la sûreté du transport maritime, Irving Oil Limited doit préparer une évaluation de la sécurité de l'installation portuaire, et dresser et établir un plan de sécurité du site de l'installation avant l'exploitation du terminal maritime. Ces plans doivent être soumis à l'approbation au directeur de la Sûreté et des préparatifs d'urgence de Transports Canada à Moncton, et au directeur général des Initiatives en matière de sécurité et d'urgence du ministère de la Sécurité publique six mois avant l'exploitation de l'installation;

21. lorsque le choix de l'emplacement de l'équipement sera déterminé, et si la conception du terminal d'importation de gaz naturel liquéfié de Irving Oil Limited est sensiblement différente de celle décrite dans le document intitulé « Déclaration de l'impact sur l'environnement – Projet de terminal maritime de gaz naturel liquéfié et quai polyvalent » le 23 mars 2004 (y compris l'annexe G dudit document), la modélisation de l'analyse des conséquences effectuées par Quest Consultants Inc. pour l'étude préliminaire sur le choix de l'emplacement du terminal d'importation de gaz naturel liquéfié de Irving Oil Limited doit être reprise et les résultats doivent être soumis au directeur de l'Évaluation des projets du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, à des fins d'approbation, avant le début de l'exploitation;

22. des rapports opérationnels semi-annuels doivent être déposés auprès de l'inspecteur en chef des chaudières des Services d'inspection du ministère de la Sécurité publique afin de déterminer les changements à la conception de l'installation et aux conditions d'exploitation, les expériences d'exploitation anormales, les activités (y compris les quantités de vaporisation, gaz évaporé ou vapeurs instantanées, etc.) et les modifications à l'usine, y compris les plans et les progrès connexes. Les anomalies doivent comprendre, mais non exclusivement, ce qui suit : stratification ou renversement des réservoirs de stockage, formation de geyser, excursions de pression dans le réservoir de stockage, points froids sur les réservoirs de stockage, vibration dans le réservoir de stockage ou la canalisation cryogénique connexe, tassement du réservoir de stockage, mauvais fonctionnement ou importante pannes d'équipement et d'instrument, travaux d'entretien ou de réparation non prévus (et raisons), mouvement relatif des parois internes des réservoirs de stockage, dégagement de vapeurs ou de liquide, incendies comportant le gaz naturel ou d'autres sources, pression négative (vide) dans un réservoir de stockage et taux d'évaporation trop élevés. Les mauvaises conditions météorologiques et leur impact sur l'installation doivent aussi être signalés. Les rapports doivent être soumis dans les 45 jours suivant chaque période prenant fin le 30 juin et le 31 décembre;

23. toutes les modalités et conditions ci-dessus font partie intégrante du présent agrément, et l'agrément, y compris toutes les modalités et conditions, s'applique

au projet, quels que soient les droits des utilisateurs, locataires ou propriétaires subséquents;

24. en cas de vente, de location ou de toute autre cession quelconque, ou d'un changement au contrôle du projet, ou d'une partie de celui-ci, le promoteur doit :

    a. aviser par écrit le locataire, le contrôleur ou l'acheteur des conditions; et

    b. faire parvenir au ministre un avis écrit de cette location, de ce changement de contrôle ou de cette cession.